云南省人民政府文件

云政发〔2016〕85号

云南省人民政府关于印发
云南省能源发展规划（2016—2020年）和
云南省能源保障网五年行动计划
（2016—2020年）的通知

各州、市人民政府，省直各委、办、厅、局，有关企业：

现将《云南省能源发展规划（2016—2020年）》和《云南省能源保障网五年行动计划（2016—2020年）》印发给你们，请认真贯彻执行。

云南省人民政府

2016年10月10日

云南省能源发展规划

（2016—2020 年）

2016 年 10 月

目　录

前 言

“十三五”时期是我省经济社会发展的重要时期，是决定我省能否与全国同步实现全面小康的决胜阶段，也是我省优化能源基地建设、巩固能源支柱产业地位、化解能源发展矛盾的重要机遇期。在中央要求从供给革命、消费革命、技术革命、体制革命、国际合作等方面全面开展能源革命的大背景下，在省委、省政府对全省“十三五”经济社会发展和能源发展的战略部署下，编制好《云南省能源发展规划（2016—2020 年）》具有重要意义。

国家能源局《关于印发“十三五”能源规划工作方案的通知》（国能规划〔2014〕294 号），要求地方根据具体情况组织编制能源规划，按照国务院审改办公开的行政审批事项目录，省级能源规划由省能源主管部门组织编制并上报国家审批。省人民政府第 41 次常务会议明确要求，要充分认识能源的重要性，认真总结我省能源发展“十二五”规划实施情况，开展《云南省能源发展规划（2016—2020 年）》研究编制工作，加快建设能源强省，为促进全省经济社会持续健康发展、确保国家能源安全发挥应有作用。

按照“开门编规划”的工作理念，在充分征求企业及各地意见、研究机构配合研究的基础上，《云南省能源发展规划（2016—2020 年）》力图总结“十二五”能源发展成绩，分析发

展中存在的问题、困难，研判国内外能源发展形势，按照“十三五”经济社会发展边界条件、节能减排的新要求，预测“十三五”能源需求和结构，并按照中央提出的能源“四个革命，一个合作”的战略，在全省经济社会发展的总要求下，提出“十三五”能源发展思路、发展目标和重点布局。结合经济社会发展及环境等边界条件，立足能源资源开发和结构调整，提出科学的，可充分保障能源需求、提高能源供给质量效益的方案，规划建设现代能源体系，制定“十三五”保障能源发展的政策，以便科学指导能源产业又好又快协调发展，支撑保障全省经济社会稳步迈向全面小康。

《云南省能源发展规划（2016—2020年）》规划期为2016年—2020年。

第一章　“十二五”云南能源发展情况

一、发展成就

“十二五”是我省能源史无前例的大发展阶段，建设“三基地一枢纽”目标实施情况较好，能源结构调整取得重大突破，能源保障水平显著提高，历史性地解决了枯期供电不足的矛盾，煤、电、油紧张的状况发生了根本性转变，能源国际合作取得成效；能源产业增加值、装机指标均较“十一五”翻番，能源固定资产投资、利税等主要经济指标较快增长。能源发展不仅保障了全省发展需求，而且有力支撑了国家能源战略的实施。

（一）能源产业主要经济指标实现翻番

2015年，能源工业完成增加值685亿元，约占全省GDP的5％，占全省规模以上工业完成增加值的18.9％；能源工业当年完成投资1276亿元。“十二五”期间，能源产业累计完成工业增加值达到3330亿元，较“十一五”翻一番，“十二五”能源投资5688亿元，是“十一五”的1.6倍，能源产业是全省仅次于烟草的第二大支柱产业；电力、煤炭行业是仅次于烟草行业的全省第二、第三大税源，能源产业的支柱性地位进一步巩固提升。

（二）能源生产能力倍增

“十二五”期间，我省能源生产能力增强，能源供给不足的局面得到根本性转变，能源发展由以往的供给不足向供需宽松转

变。“十二五”末，电力装机规模达到8000万千瓦，较“十一五”末翻一番；风能、太阳能等新能源电力装机780万千瓦，是2010年的23倍；2015年发电量2553亿千瓦时，是2010年的2.2倍；中缅油气管道贯通，由石油天然气供应的末端转变为全国油气四大能源战略通道之一；云南炼油项目稳步推进、投产在即，中缅油气管道的贯通和炼化建设改变了我省“缺油少气”的状况。煤炭资源整合和整顿关闭工作初见成效，顺利完成国家下达的瓦斯抽采任务。

（三）能源基础设施不断完善

“十二五”期间，我省能源基础设施建设加快推进，电力输送和跨区域电力交换枢纽基础设施建设步伐加快。形成了110千伏电网向主要乡镇和重点企业供电，220千伏电网深入全省16个州、市，500千伏电网形成滇中、滇东、滇南地区坚强双回环形网络，到2015年末，省内500千伏及以上线路长度累计为13600千米。“七交四直”外送通道的建成有力地支撑了国家西电东送战略的实施，电网实现特高压、大容量和交、直流混联送电，西电东送从单一输电通道向多通道、大规模提升，“十二五”累计送电量达3530亿千瓦时，是“十一五”的3.5倍。中缅油气管道建成，我省油气管网爆发式增长，油气管道增加到2074千米，新增进口油气管道长度排全国第1位，成为我国陆上第3能源进口通道；成品油储运能力快速发展，建成商业及社会成品油库共计34座，库容92万立方米，建成加油站3600余座。

（四）能源结构更加清洁化

“十二五”期间，我省能源结构调整步伐加快，水电和新能源生产比重明显提高，伴随着中缅油气管道和炼油项目的建成，丰富了能源结构，使我省成为品种基本完备的能源大省。截至2015年底，全省可再生电力能源与火电装机比例由2010年的70：30调整为82：18。2012年非化石能源占一次能源消费比重达31.4％，提前3年实现了“十二五”规划30％的目标。推进煤炭产业转型升级，煤炭生产消费“断崖式”下降，2014年非化石可再生能源生产和消费比重均达到历史高点，可再生能源生产比重达73％，非化石能源占一次能源消费比重高达41.7％，煤炭消费比重降为43％，能源结构更加绿色化。能源消费总量、能源消费强度控制取得明显成效。“十二五”期间，我省能源消费年均增速比“十一五”下降1.3个百分点，能源消费强度下降超过15％，超额完成国家下达目标任务。

（五）能源民生保障建设更加深入

“十二五”期间，我省人均生活用能量、人均用电量等民生用能指标显著提升，与全国平均水平差距缩小10个百分点。农网改造升级和无电地区电力建设累计下达投资247亿元，户表改造达220余万户，农村1户1表改造率由2010年的84％提高到98％以上，无电人口通电问题已于2012年底全部解决，户通电率达100％。水电移民区的经济社会发展进程加快，库区渔业、林果、蔬菜等生产发展极大地支撑了移民生产、就业和收入

增长。

（六）能源体制和管理改革取得突破

自2012年起，面对全省干流水电进入投产高峰期，水电弃水、火电利用小时急剧下降等严峻局面，我省即开始研究电力体制改革方案，多次向国家争取成为电力体制改革综合试点省。2015年11月，国家正式批复我省改革试点方案，我省成为全国第一批电力体制改革综合试点省。在国家尚未出台电力体制改革的顶层设计前，积极探索电力市场化交易和监管，相继开展了竞价上网、大用户与发电企业直接交易、跨省区电能交易等方面的试点。在全国率先建立电力交易平台，组织企业开展电力交易，2015年全年交易电量达到320亿千瓦时。能源管理体制“下沉”，简政放权走在各领域前列。积极研究油气体制改革，做好政策储备。调整煤炭管理体制。

（七）能源国际合作取得进展

能源国际合作的地域和领域进一步拓展，与大湄公河次区域（GMS）国家的电力合作不断深入，电力联网扩大，已形成电力进出口并重的贸易格局，“十二五”进出口贸易电量累计约244亿千瓦时，电力国际贸易位居全国前列。中缅天然气管道全线贯通，油气跨境贸易已经起步。与孟加拉国签订能源合作协议，与尼泊尔、印尼，以及南美洲、非洲一些国家的可再生能源合作取得突破。

（八）能源科技创新和装备生产技术应用步伐加快

“十二五”期间，我省推动技术研发及产业化进程、产学研合作和能源装备自主创新及战略性新兴产业发展。伴随新能源发展，组织制定了生物柴油地方标准，布局了风机制造，完成了先锋褐煤深加工工业化试验及产业化利用，能源装备重点企业集约化发展取得成效。建立水能高效利用与大坝安全技术研发中心。生物航油研发取得重大突破，在国内首家试验成功实验室工艺和装置。

二、存在的主要问题

“十二五”期间，能源发展快于经济增长，能源产业“单兵突进”，与经济社会协同度有待提高，主要在以下几个方面问题突出：

（一）传统能源产能过剩和投资需求旺盛的矛盾突出

大江干流水电进入集中投产期，与需求滞后、送出通道不足等因素叠加，水电汛期弃水问题突出，2013 年以后弃水问题突出，2014 年、2015 年弃水电量分别为 173、153 亿千瓦时；火电利用小时数极低，从 2010 年的 4855 小时下降至 2015 年的 1550 小时，火电企业亏损严重，“十二五”累计亏损额超过 100 亿元，且有扩大态势；煤炭市场需求不足，2014 年原煤生产量仅为 4740 万吨，不到核定产能的 60%。在能源产能过剩的同时，能源作为重要投资领域，部分州、市占 GDP 比重超过 15%，对当地经济贡献较大，投资规模要求逐年递增，二者矛盾突出。

（二）能源基础建设滞后于经济社会发展需要

电网布局需进一步优化完善，省内骨干网架和送出通道建设亟待加强，特别是对电源富集区外送通道建设、城市配网建设、农网改造等推进缓慢，投入不足，还不能完全满足电力输配的需要。云南电网作为南网最重要的西电东送送端电网，滇西北、滇西南、滇东北送出通道长期压极限送电，输送能力建设相对生产能力建设滞后。随着城镇化的快速发展和农村使用优质便捷能源要求的提高，当前配电网的安全稳定水平、供电可靠性和经济指标落后，到 2015 年末，尚有 20 万户还未进行农网户表改造。

成品油管网尚不完善。省内成品油输送管道尽管滇中滇西（止于大理）端贯通，但还有待向下以及周边延伸；销售终端及储备设施存在建设不足、总量不够、网络不完善、布局不合理、保障能力比较脆弱等问题，尚未形成高效稳定的成品油保供和应急保障能力。

天然气支线管网建设处于起步阶段，主要集中在中缅天然气干支管道沿线 8 个州、市，与布局全省、联通周边的目标还有很大差距；支线管道建设缓慢，我省自 2012 年开始天然气支线管道建设工作，至今仅建成 6 条，大部分支线还处于在建和项目前期；城市管网改造和建设滞后，天然气门站至用户的“最后一公里”通气问题突出，还没有建设布局全省、科学合理的天然气储备、调运系统。

（三）能源消费需求严重不足、市场单一

由于国内外经济下行压力大、我国经济进入新常态和体制机

制约束，能源消费市场培育与资源配置时间上错位，2015年，我省能源消费总量仅10450万吨标准煤，与2014年基本持平，是2000年以来最低增速，较国家控制目标低近4个百分点；省内电力需求因承接和发展产业缓慢，挖掘电力消纳潜力困难，2015年省内电力消费量仅为1439亿千瓦时，“十二五”电力消费年均增速仅为7.5%；广东、广西对云南清洁电力的需求下降；越南电力市场下滑明显，2015年送电量16亿千瓦时，仅为最高年份的1/3；省内燃气管网布局还未完成，市场培育任务艰巨，中缅天然气管道开通后至2015年底累计进气量为82.6亿立方米，我省从中缅天然气管道累计下载量仅为4136万立方米，仅占总进气量的0.6%。

（四）能源发展转型升级压力巨大

能源发展事关全局，任务繁重，综合统筹协调难度大，实现“跨越发展”与“能源消费革命”任务艰巨。能源发展重开发轻利用、重投资轻质量效益情况还比较普遍。能源规划涉及面广，各级各类规划衔接性较差，能源开发规划与市场脱节，导致我省水电资源禀赋带来的丰枯出力差异很难通过市场疏导；新能源电力与水电协调难度大；煤炭产业集约化水平低；生物质能开发利用市场认可度不高，推广使用生物质成型燃料困难，生物柴油推广遭遇体制障碍使本就弱小的生物柴油陷于绝境。能源消费集中于高耗能行业，产出附加值低，用能结构固化调整困难，“十二五”期间，六大高耗能行业能源消费量占能源消费总量的70%，

能源转换效率低下。

（五）能源发展的体制机制矛盾凸显

能源体制机制的约束日益凸显，电网企业集购输售电为一体、调度交易为一身，过度垄断带来运营效率不高、电网建设滞后、投资建设主体单一，协调省内需求和电网管理体制、定价机制困难，民营资本难以进入。相对我省丰富的能源资源和全省人民共享发展成果的强烈需求，水电开发中我省生态环保的付出与收益不对等，生态补偿机制尚未建立，“十二五”期间，我省西电东送累计送电量超3530亿千瓦时，但目前电价机制未把环境价值、移民及其后续发展成本等纳入送电价格，移民和地方分享电力发展收益与预期目标存在差异。我省本土企业整体实力较弱，参与能源市场的竞争力不足。由于体制机制导致市场分割，清洁电力基本只能东送广东、难以在全国范围内优化配置。

（六）能源建设运行安全形势严峻

能源建设运行安全稳定形势不容乐观。我省地域较广，地形、气候条件复杂，属自然灾害多发地区，需进一步提升能源建设能力，尤其是电源、电网建设运行过程中应对极端自然灾害的能力。电网因网架结构和电源分布等多方面原因导致电力安全事故风险；油气管道建设及运行安全监管机制不健全，各级政府、部门和企业之间缺乏高效协调、快速反应、科学处置的监控管理和应对机制，安全管理工作任务繁重；油气安全管理编制、职能未落实，缺少专业监管队伍，安全运营监管压力大；煤炭安全投

入严重不足，煤矿安全管理缺乏长效机制。

第二章　“十三五”云南能源发展面临形势

一、面临的机遇和挑战

随着“一带一路”、长江经济带发展等国家战略的深入实施，特别是习近平总书记考察云南，要求云南主动服务和融入国家发展战略，建设我国民族团结进步示范区、生态文明建设排头兵和面向南亚东南亚辐射中心，实现跨越式发展。同时按照党的十八届五中全会提出的创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，以及国家提出要深入开展“能源供给革命、消费革命、体制革命和科技革命”和“能源国际合作”新形势、新要求，在全国绿色发展对清洁能源需求逐渐增强的背景下，“十三五”时期，我省能源也将迎来新的发展机遇和挑战。

（一）建设生态文明建设排头兵拓展了新空间

党的十八大以来，中央提出要建设社会主义生态文明，要求防治大气污染，加大雾霾治理力度，完成向国际承诺的降碳国家责任和可再生能源消费比重目标，十八届五中全会明确提出要建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系，基于我国对清洁能源需求仍然数量巨大，以及我省水能、风能、太阳能、生物质能等绿色能源资源丰富的实际，进一步贯彻国家西电东送战略，做优做强云南绿色能源，不断完善清洁能源送出通道，建设国家清洁可

再生能源基地和西电东送能源基地恰逢其时，为我省能源发展展现出广阔空间。

（二）建设民族团结进步示范区提出新要求

中央和省委决策部署了我省作为民族团结边疆繁荣稳定示范区，要求把民族团结进步繁荣发展示范区建设与扶贫攻坚示范区建设相结合，将民族地区发展融入全省发展大局。按照这一要求，充分发挥能源产业的基础支撑作用，通过能源资源开发提升边远穷困少数民族地方的造血能力，加快民族地区经济社会发展和群众脱贫致富，为边疆民族地区提供能源基本公共产品，改善当地生态环境，为能源发展提出新的目标要求。

（三）建设面向南亚东南亚辐射中心赋予了新使命

在国家深化“一带一路”合作、开放发展的背景下，建设面向南亚东南亚辐射中心要求积极推进与周边省（区、市）和周边国家的安全高效能源通道建设，实现跨越式发展。“十三五”期间，我省能源必须把握好这一重大机遇，充分利用我省的区位、资源和技术优势，强化跨区域电力交换枢纽建设，随着中缅油气管道和炼化基地建成，加快与周边区域的能源互联互通，深入推进能源基础设施和重大项目建设，进一步夯实能源发展基础，强力推进能源国际合作，充分发挥能源在区域合作中的先行军作用，为能源合作担当新使命。

（四）创新动力的孕育带来了新契机

国家要求将发展基点放在创新上，对能源产业，以科技和业态创新为手段，建设“互联网＋智慧能源”系统，推动水电、煤炭等传统能源产业升级，从需求侧和供给侧两端调整结构，提高能源系统自身优化、响应、互动能力将极大地激发能源转型。以国家深入实施能源体制机制改革为契机，以《中共中央　国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）为依据，有序稳妥推进电力体制改革，进一步深化油气体制改革，将为能源高效高质发展释放活力。

（五）适应引领经济发展新常态要求新思维

在全国经济进入新常态下，云南经济增长受国内外经济形势影响较大，面临速度变化、结构优化、动力转化的多重压力，尤其是能源建设以企业投资为主，与市场培育情况紧密相连，在经济增速的换挡期，能源市场需求放缓，而能源建设规模、时序等都须与经济社会发展和市场需求保持协调；由于“十三五”时期也是能源结构调整转型的关键窗口期，要实现均衡、充分发展，我省能源去产能、补短板不可忽视；加上“互联网＋智慧能源”蓬勃兴起和能源体制创新路径逐步清晰，要求我省能源产业实现发展动力的转换，这些都为能源建设超前发展和谋篇布局提出了新的要求。

（六）能源发展的约束条件增多，后续资源开发难度加大

环保、移民、社会稳定、安全生产等约束逐步增强，水电移

民可持续发展政策不到位，稳定压力大。能源消费强度和总量的“双控”机制、以及生态环保系列指标与能源发展统筹困难。金沙江后续项目、怒江水电开发愈加困难、建设成本高昂；全省中小水电资源基本开发完毕；部分煤矿矿区总体规划工作尚未开展，煤炭资源后备储备开发受制于规划、产业政策等因素影响；风能、太阳能等新能源资源开发受制于土地、环境制约；页岩气、常规油气等资源勘探有待突破。由于我省能源市场较弱，价格承受能力较低，对电价、油价、气价都极为敏感，增加了能源市场开拓的难度，也为能源项目布局带来不确定性。

二、能源需求预测

（一）“十三五”能源需求预测

综合考虑“十三五”期间全省经济增长、节能减排等要求，权衡预测模型，结合我省今后经济社会发展、科技进步、节能减排潜力等因素，以及我省“十三五”经济年均增长将在8.5％左右的目标，按照国家能源局初步平衡的需求指标——能源消费总量为13500万吨标准煤，我省“十三五”能源消费年均增速为5.4％。

（二）能源消费结构预测

预计到2020年，在GDP增长率为8.5％的情况下，我省化石能源和可再生能源的消费之比将达到56.3∶43.7。

	单位	2015年		2020年 GDP年均增长8.5%情景	
		消费量	比重	消费量	比重
能源消费	万吨标煤	10387		13500	100.0%
化石能源	万吨标煤	6208	59.8%	7600	56.3%
煤炭	万吨	8150		9100	
	万吨标煤	4650	44.8%	5180	38.4%
石油	万吨	1040		1400	
	万吨标煤	1510	14.5%	2040	15.1%
天然气	亿立方米	4		32	
	万吨标煤	48	0.5%	380	2.8%
非化石能源	万吨标煤	4179	40.2%	5900	43.7%
水电、风电、太阳能电力	亿千瓦时	1250		1780	
	万吨标煤	4125	39.7%	5800	43.0%
其他	万吨标煤	54	0.5%	100	0.7%

注：2015年数据为预测数；煤炭消费量为预测上限数。

三、能源流转与平衡

“十三五”期间，我省能源生产（炼油计入本地生产）增长速度远高于消费增长速度，能源净输出量将逐步增加，预计到2020年净输出量将达到3400万吨标准煤。电力产出大于消费，电力输出量3900万吨标准煤；煤炭产出与消费基本平衡；原油、天然气基本由省外输入。

（一）能源进出口

“十三五”期间，我省与东南亚国家的电力贸易维持稳定，原油和天然气进口量进一步扩大。

1. 电力国际贸易。到2020年，电力出口量超过100亿千瓦时（若实现送电泰国），进口电量15亿千瓦时左右。

2. 油气进口。“十三五”期间，中缅油气管道将进一步发挥国家陆上油气进口通道的作用。原油输送量达到1300万吨/年；若炼化二期能布局云南，通过中缅原油管道进口原油将逐步达到2300万吨/年。“十三五”期间，中缅天然气管道将逐步达产，天然气进口量50亿立方米/年左右，可保证我省天然气供应。

（二）省际间能源流转

1. 省际电力输出。到2020年，西电东送能力约3440万千瓦，以我省水电的出力特性为基础，以汛期送电为主，枯期适当调减外送规模，其中，送广东2500万千瓦，送广西620万千瓦，向家坝送华东320万千瓦；力争送电量达到1400亿千瓦时，其中，送广东1000亿千瓦时，送广西不低于250亿千瓦时，送华东150亿千瓦时。

2. 省际煤炭输入输出。“十三五”期间，我省煤炭在考虑去产能后，煤炭产能控制在7000万吨/年以内，将由“自给为主，区域平衡，品种调剂”转为“自产自销，不足输入，品种调剂”的格局。

3. 油品省际流转。云南炼油项目建成投产后，年产成品油

980万吨/年，除供应省内还将向四川南部和贵州西部输出。中石化主要通过茂昆、广西北海成品油输油管线调入（约650万吨—700万吨），部分社会企业由外省调入（约70万吨）。

4. 天然气省际调入。考虑到管道覆盖延伸及价格等因素，继续从四川调入天然气5亿立方米/年以内。

（三）省内区域能源平衡与流转

1. 省内电力区域平衡与流转。根据各州、市的电力资源及电力规划和实际运行情况，预计“十三五”期间，昆明、玉溪、楚雄、曲靖、红河、文山等6个州、市为全年电力调入区域，昭通、德宏、大理、丽江、西双版纳、临沧、普洱、怒江、迪庆等9个州、市为全年电力输出区域，保山市为电力丰余枯缺区域。

2. 省内煤炭流转方案。曲靖、昭通、红河等州、市为省内主要煤炭调出区，调往昆明、玉溪、楚雄、普洱等州、市。丽江、大理、保山等州、市煤炭少量调往迪庆、怒江、德宏、临沧等州、市。

第三章　“十三五”云南能源发展的总体要求

一、发展思路

坚持以科学发展观为指导，深入贯彻国家战略部署和习近平总书记系列重要讲话特别是考察云南重要讲话精神，抓住国家“一带一路”、长江经济带建设新机遇，围绕我省与全国同步全面建成小康社会目标，按照努力推动民族团结进步示范区、生态文

明建设排头兵和面向南亚东南亚辐射中心建设的要求，立足我省能源发展现状，坚持问题导向，以创新引领发展，主动适应经济发展新常态，推动能源产业供给侧结构性改革，突出转型升级和结构调整主线，着力从能源供应和终端能源消费提高效率效益，以建设完善绿色低碳能源体系为方向，建设国家清洁能源基地、西电东送基地、跨区域油气通道枢纽和面向南亚东南亚的电力交易中心，为国家和我省经济社会发展提供强大的清洁能源支持，为谱写中国梦的云南篇章作出贡献。

——由资源开发型向市场开拓型转变。转变对能源资源的管理方式，有效控制能源建设，资源开发以宏观引导、市场监管、资源保护和利益协调为主，将工作重心转变为市场拓展，将建设重点从能源建设转向能源输送通道建设，着力化解我省富余电量的消纳问题。加大对内区域合作力度，密切与周边省（区、市）的能源流通，实现优势互补、协调发展，境内按照“稳广东、抢广西、拓中原、入华东、联黔渝”的要求，拓展“西电东送”市场；在国家“一带一路”和孟中印缅经济走廊框架下加强能源国际合作，提升能源互联互通水平，境外围绕中国—中南半岛、孟中印缅两条经济走廊，积极开拓能源外送市场。

——由“建设红利”向“改革红利”转变。以创新驱动和能源体制改革为动力，将能源体制改革，尤其是电力体制改革作为我省全面深化经济体制改革的重点内容，按照“管住中间、放开两头”的原则，以市场为主体，政府调控为手段，继续扩大能源

领域向社会资本开放，进一步破除行业垄断和市场垄断，增加供需侧市场主体的竞争活力，实现电力体制改革试点在全国出成效、出经验，通过电价的降低和用电量的增加促进“云电云用”，推动我省新兴产业的发展，共享改革红利。

——由单一型产业向综合型产业转变。把能源及其关联产业培育成新的经济增长点，通过技术创新、产业创新、商业模式创新，补齐能源产业短板，调整优化产业结构，带动产业升级，延伸产业链，实现集群化、规模化、效益化发展，实现单一型能源产业向立体型、综合型能源产业转变。完善管网布局消除输配瓶颈，建全应急调峰储备系统，提高安全供电、供气水平，确保需求增长与供应能力相适应，加强综合协调，建立健全煤电油气保障稳定供应的长效机制和联动工作机制。

二、发展原则

坚持创新驱动发展。以科技和业态创新为手段，通过系统优化，提高能源系统自身优化适应能力，并且依托能源科技发展，着力提升能源产业的技术水平和竞争力，为能源产业发展提供有力支撑。以能源体制机制改革为契机，缓解我省能源产业存在的突出矛盾，不断完善体制机制，持续释放改革红利。

坚持全面协调发展。我省能源发展立足于服务全省经济社会实际，充分支撑跨越式发展，与经济社会发展需求相协调；以市场为导向，尊重能源发展客观规律，提高能源资源开发利用效率，提高能源产业发展的质量和效益，缓解我省能源产业方面存

在的突出矛盾，实现能源自身的协调发展。

坚持绿色可持续发展。充分发挥电力资源优势，坚持发展清洁可再生能源，强调能源产业结构升级调整，实现以水电为主多元化发展，促进清洁能源消纳，扩大清洁电力外送，为国家贡献更多可再生能源。处理好能源发展与环境保护、移民后续发展的关系，与环境承载能力相适应发展能源产业，推进城乡用能电力替代。

坚持开放共赢发展。在确保“云电云用”的基础上加大西电东送步伐，在更大范围内优化我省绿色能源资源，搭建面向周边、公平、开放的电力交易平台，做好能源的区域流转和平衡；强力推进能源国际合作，推进能源资源合作开发，扩展提升能源贸易，支持和鼓励能源企业“走出去”和“引进来”。

坚持普惠共享发展。以能源开发带动各地经济社会发展，尤其是边疆、贫困的少数民族地区发展，探索对贫困地区原住居民进行补偿的水电开发利益共享机制；加强城镇、农村能源基础设施建设，推动城镇化与清洁能源的融合，提高能源公共服务能力；不断延伸能源产业链，以能源发展带动有关产业发展。

三、发展目标

到2020年，能源供应格局、能源基础设施布局进一步优化，能源全行业创新驱动发展能力增强，能源与经济协调度提高，能源绿色发展水平更加显著，人民群众从能源普遍服务中获得更多实惠，对全面小康社会建设起到坚实的支撑作用。

（一）经济发展目标

到2020年，能源方面完成增加值达到1400亿元左右，能源支柱产业地位稳固；“十三五”期间，全省能源产业累计完成投资超过2800亿元。

（二）能源供应目标

到2020年，全省一次能源供应能力15000万吨标准煤左右，可充分满足全省能源消费及流转平衡需求，充分兼顾跨越式发展需要。

电力——稳步发展，到2020年，全省电力装机9300万千瓦左右，其中，水电和新能源装机超过8000万千瓦，火电（含综合利用电厂）装机1200万千瓦左右，淘汰火电机组200万千瓦，发电能力达到3300亿千瓦时左右。35千伏及以上电压等级电网交流线路总长度超过10万千米，共有±500、±800千伏的直流输电线路通道7条（新建3条）。

新能源——到2020年，新能源年发电量力争达到300亿千瓦时。

天然气——到2020年，中缅管道天然气输送量50亿立方米/年；全省天然气支线管道总里程达到3000千米。

石油——到2020年，石油管道线路力争超过2800千米，总设计输送能力达到5300万吨/年；研究炼化二期落地我省，若建成后原油加工能力达到2300万吨/年，成品油生产量达到1500万吨/年（考虑炼化一期、二期合计）；成品油生产能力达到

1000 万吨左右（仅考虑炼化一期）；成品油商业及国家储备设施总能力达到 300 万立方米。

煤炭——到 2020 年，煤炭产能控制在国家核定产能内，在 2018 年煤炭产能控制在 7000 万吨/年以内的基础上进一步实现结构优化。

（三）能源消费及结构调整目标

到 2020 年，能源消费总量控制在国家下达指标内；全社会用电量 2000 亿千瓦时；煤炭、石油、天然气、一次电力占能源消费的比重分别为 38.4％、15.1％、2.8％、43％。非化石能源消费比重达到 42％左右。

（四）节能减排目标

能源利用效益明显提高，“十三五”末单位生产总值能耗 5 年累计下降幅度控制在国家要求的目标内。力争统调 30 万千瓦及以上公用燃煤发电机组（暂不含 W 型火焰锅炉和循环流化床锅炉）完成超低排放改造，在基准氧含量 6％条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米。在额定利用小时下，统调火电供电标准煤耗控制在 310 克/千瓦时左右。

（五）民生普惠目标

配合全面建成小康社会的跨越式发展目标，民生用能水平显著提高，到 2020 年，人均生活能源消费量超过 0.25 吨标准煤/年；人均生活用电量超过 600 千瓦时。户表覆盖率达到 100％，

农村电网供电可靠率达到99.81%、综合电压合格率达到97.9%。争取居民气化率滇中城市经济圈达到80%，州、市级中心城市达到60%，一般县级中心城市达到40%。以能源发展促进科技装备、建材等有关产业发展，合理带动就业，加大生态保护力度，提升能源产业对各地经济社会发展的贡献能力。

四、发展布局

按照国家建设“一带一路”、长江经济带的要求，建设国家清洁能源基地、西电东送基地、跨区域油气通道枢纽和面向南亚东南亚的电力交易中心，与东盟国家能源互联互通，带动装备制造和能源服务业发展。

在滇中完善新兴石油炼化基地建设，保障全省成品油供应；大力拓展天然气利用，发展高端清洁电力密集型工业，积极推进煤炭清洁转化利用和升级示范。加快配电网建设和提供电力、油气供应水平，大力推进智能电网等“互联网+能源”的技术创新，建立完善电力交易中心等能源服务业。壮大电力为主能源装备制造业，提高新能源装备制造水平。

在滇东和滇东北以能源产业和能源应用支撑区域发展，大力推进煤炭转型升级，做精做强煤炭工业，积极发展煤炭安全清洁生产和清洁高效利用。在做好移民工作条件下开发金沙江下游水电。发挥中小水电优势支持经济发展、扩大清洁能源利用，保护生态环境。加强电网、油气管网建设，特别是配电网及农村电网升级改造。

在滇西结合澜沧江上游水电开发，建设水电开发与流域和谐发展的清洁能源基地，积极推进光伏扶贫，创新发展生物质能；推进水电就地利用，发展电力密集型工业。以中小水电促进县域经济发展，扩大清洁能源利用。延伸天然气管网，建设保山国家级天然气利用示范基地，快速提高用气水平。

在滇东南积极引入新的电源和提升内部能源应用效率，发挥现有能源应用工业基础雄厚的条件，提升能源应用水平；大力推进天然气管网建设，快速增加用气量；结合滇南煤炭基地和火电基地转型升级，协同发展新型煤化工业；示范太阳能供热等热利用；注重生物质能动向，开创生物质能发展新局面。

第四章　“十三五”云南能源发展的重点任务

一、建设区域性能源保障网，增强能源供给能力

以共享发展和开放发展为导向，发挥能源资源优势为全省人民供应可靠能源，以市场需求引导加快能源基础设施建设，以重点电源为依托，着力构建全覆盖、强支撑的省内电网；以省内坚强电网为支撑，加快建设互联互通的跨区域电力交换枢纽；以中缅油气国际大通道和炼化基地为依托，以石油炼化基地支撑中缅原油管道的规模化，实现原油通道供应的常态化，构建省内成品油、天然气安全稳定供应体系；建成国家重要的跨区域能源互联互通网络，为我省夯实跨越式发展的能源基础。

（一）构建全覆盖、强支撑的省内坚强电网

“十三五”期间，以各级电网协调发展为目标做强云南电网，按照优先满足省内用电需求的原则，打造完善的省内500千伏主网架，加强省内220千伏及以下配电网建设，优化提升城市、农村电网网架，构建以信息化、自动化、互动化为特征的坚强智能电网。到2020年，我省500千伏网架形成以滇中城市经济圈、滇南为负荷中心，以滇西北、滇西南、滇东北为电源基地的“一中心三支撑”的目标形态；220千伏及以下网架则依托上一电压等级变电站逐步优化和加强电网薄弱环节，提高电网供电可靠性和供电能力，形成环网、链式等较为可靠的供电网架。到2020年，云南电网220千伏及以上电网变电容量达到1.2亿千伏安左右，线路长度达到36000万千米左右。

1. 完善500千伏主网架

“十三五”期间，我省500千伏网架以建设省内坚强电网格局、构建合理受端网架、提高电网安全可靠性为目标，建成省内功能定位清晰的500千伏主网架，形成“一中心三支撑”的目标形态。“十三五”期间，新建500千伏变电站8座，新建500千伏开关站1座，扩建8座，新增500千伏变电容量1600万千伏安，新建500千伏线路3700千米左右。至2020年底，全省共有500千伏变电站37座，开关站1座，主变容量6100万千伏安，线路长度16000千米左右。

滇中片区（含昆明、玉溪、楚雄、曲靖）：依托仁和—铜都—多乐通道、500千伏白邑变、马金铺变的建设及大型水电站乌

东德直接接入负荷中心区域，进一步加强主网架，初步形成基于大型电源分散接入负荷中心的坚强骨干电网。

滇东南片区（含红河、文山）：形成以500千伏变电站为中心的220千伏双环网＋链式供电结构，并随着“十三五”期间永富直流富宁换流站和500千伏富宁变、登高变的建成，滇南电网与主网联系进一步加强，存在的电网安全风险得以控制。

滇东北片区（含昭通）：建成威信—镇雄—多乐线路后，昭通电网与主网的联系进一步加强，以500千伏威信变为基础，形成依托3个变电站、2个大型火电厂的主供电环网。

滇西南片区（含普洱、临沧、西双版纳、德宏）：维持南通道的双回链式结构，新建500千伏西双版纳变加强西双版纳电网供电能力、降低电网运行风险。

滇西北片区（含迪庆、怒江、大理）：新增澜沧江上游电站接入，并加快金中、永富及滇西北直流外送通道的建设，确保投产，提高滇西北电网送电能力。

专栏1　500千伏电网重点建设项目
新建：根据负荷增长，适时新建500千伏吕合变、永昌变、威信变（荣兴变）、马金铺变（庄乔变）、富宁变、白邑变、西双版纳变、登高变、德茂变、芒市变、腾冲变、龙陵变等；新建500千伏铜都开关站。 **扩建**：根据负荷增长，适时扩建500千伏甘顶变、仁和变、思茅变、吕合变、黄坪变、富宁变、永昌变、威信变、多乐变等。

2．加强220千伏网架

“十三五”期间，以逐步优化和加强电网薄弱环节，增强供电能力，提高电网供电可靠性为目标，我省220千伏网架依托500千伏变电站逐步优化加强电网薄弱环节，提高电网供电可靠性和供电能力，使供电分区逐渐清晰，负载水平较为合理，形成环网、链式等较为可靠的供电网架。

“十三五”期间，共新建220千伏变电站39座，改扩建26座，开关站1座，新增220千伏变电容量1400万千伏安，新建220千伏线路4700千米左右。到2020年，全省共有220千伏变电站178座，开关站2座，主变容量6100万千伏安左右，线路长度21700千米左右。

专栏2　220千伏电网重点建设内容
滇中片区：新增220千伏变电站14座，增容改造5座，新建开关站1座，新增主变容量564万千伏安，新增线路长度1489千米。 **滇东片区**：新增220千伏变电站10座，改扩建3座，新增主变容量255万千伏安，新增线路长度572千米。 **滇南片区**：新增220千伏变电站5座，增容改造5座，新增主变容量198万千伏安，新增线路长度891千米。 **滇西北片区**：新增220千伏变电站3座，增容改造5座，新增主变容量135万千伏安，新增线路长度477千米。 **滇西南片区**：新增220千伏变电站6座，增容改造6座，开关站1座，新增主变容量264万千伏安，新增线路长度541千米。

3.110千伏及以下配电网

“十三五”期间，配电网建设方面，要优化城市电网结构，升级改造县城及农村配电网，加强和完善110千伏、35千伏、

10 千伏电网网架，合理配置变电站布点，根据变电站布点实现分区域供电，做到供电范围清晰、供电半径合理。不断推进新技术的应用，稳步实现配网自动化、用电信息采集系统、用户端不停电作业，提高中压电网的智能化水平。结合变电站扩建及网架建设，有序稳妥降低电网单线单变比例，确保城乡供电安全性和可靠性。

110 千伏电网。“十三五”期间，规划新建 110 千伏变电站 148 座左右，容量 1000 万千伏安左右，扩建 110 千伏变电站 79 座左右，容量 300 万千伏安左右。到 2020 年，全省共有 110 千伏变电站约 614 座，总容量约 4900 万千伏安。2016—2020 年，规划新建改造 110 千伏线路约 4500 千米（其中电缆约 100 千米），至 2020 年全省共有线路 27800 千米左右（其中电缆约 360 千米左右）。

35 千伏电网。“十三五”期间，规划新建 35 千伏变电站 125 座，容量约 80 万千伏安，扩建 35 千伏变电站 305 座，容量约 170 万千伏安。至 2020 年全省共有 35 千伏变电站 1194 座，总容量约 1000 万千伏安。2016—2020 年，规划新建改造 35 千伏线路 5100 千米左右（其中电缆 3 千米左右），到 2020 年，全省共有线路 31800 千米左右（其中电缆 80 千米左右）。

中低压电网。2016—2020 年，中低压配网累计新建 10（20）千伏线路 2170 条左右，变电站 10 千伏出线工程与配网改造工程共涉及新建主干线路 9900 千米左右，改造主干线路 25500 千米

左右，共计35400千米左右。新建及改造公用配变16400台，容量共计约290万千伏安，低压线路30600千米左右。

（二）建设广联网、有进出的跨区域电力交换枢纽

1. 继续实施西电东送战略

在着力满足省内需求基础上，发挥电力资源优势，继续开拓省外电力市场，以“网对网”方式实施西电东送、云电外送，打造“跨区域电力交换枢纽”。以我省清洁电力为基础，充分利用华中、华东、华南电力平台，加强省内骨干电网及通道建设，在滇中、滇东北、滇西北和滇南4个区域均建成1—2个直（交）流通道向外送电，基本实现“网对网”送电，为藏电接续预留空间。“十三五”期间，由于我省仍有盈余电力需外送消纳，预计“十三五”我省西电东送规模将新增1420万千瓦，我省西电东送总能力达到3440万千瓦（含向家坝送华东320万千瓦）。

送电广东。“十三五”期间，送电规模达到2500万千瓦，力争云南电网与南方电网主网背靠背直流异步联网工程、我省滇西北至广东±800千伏500万千瓦直流工程投产。

送电广西。“十三五”期间，送电规模达到620万千瓦，规划到2016年我省通过永富直流工程与广西电网形成异步联网。2016年，富宁换流站与500千伏富宁变合建，500千伏富宁变通过“π”断砚山—靖西500千伏双回线路接入，实现云南电网通过富宁换流站与南方电网形成异步联网。

云贵水火互济。积极探索两省水火互济有效形式，汛枯期互

补盈缺；在两省全面履行西电东送任务的前提下，对两省汛期和枯期送电结构进行调整。加快云贵水火互济有关研究论证工作，建立实施保证机制。

送电华中、华东。初步考虑依托白鹤滩电源建设特高压直流输电项目，送电华中、华东地区。

专栏 3　西电东送重点建设项目和前期工作
重点建设项目： **滇西北±800 千伏直流工程**："十三五"期间，依托澜沧江上游电站建设，建成±800 千伏滇西北直流工程，送电 500 万千瓦至广东，计划 2017 年底形成送电能力。 **罗平背靠背工程**：由于我省季节性盈余水电较多，"十三五"期间，依托罗平背靠背直流工程达到送电广东最终规模。初期建设容量 200 万千瓦，终期可扩建至 300 万千瓦。初期建设 2016 年汛前投产。 **永富±500 千伏直流工程**：起点位于楚雄的永仁换流站，落点位于文山的富宁换流站。永富直流工程输电容量 300 万千瓦，直流线路长度为 577 千米。2016 年汛前投产。 **金中±500 千伏直流工程**：起点位于丽江的金官换流站，落点位于广西的柳南换流站。建设容量 320 万千瓦，协议输电容量为 300 万千瓦，直流线路长度为 1139 千米。规划 2016 年汛前投产。 重点前期工作： 开展我省送电江苏、江西、福建、浙江的输电通道研究。

2. 加强与周边国家能源基础设施互联互通建设

围绕把我省建成"面向南亚东南亚辐射中心"的要求，继续推动重大跨境电力、油气通道建设，加速 GMS 电力联网进程，积极谋划研究孟中印缅经济走廊电网互联，积极参与和推动中国—东盟电力一体化建设，继续推进云南跨区域电力交换枢纽建

设，不断开拓国外电力市场，促进能源资源在更大范围内优化配置。

继续推动双边电力通道建设。继续推动建设云南—老挝北部电力输送通道。深化开展云南西南部、缅甸掸邦等电力送仰光前期工作，适时推动500千伏输电通道建设。加强与泰国的电力合作沟通，积极推进云电送泰电力通道建设。在中缅电力合作委员会指导与组织下，有序推动在缅水电项目合作开发，提前谋划电力回送通道建设，重点是与密支那地区电力联网通道建设。开展与越南电网联网研究。

积极谋划推动跨区域多边电力联网。积极研究我省通过缅甸与孟加拉国、印度东北部电力联网的可行方案；研究与云电送泰输电工程结合，加速中国—东盟电力联网进程。

（三）建成安全稳定的省内成品油生产、销售和储运体系

以中石油云南炼化基地和中石化西南成品油管道为依托，基本建成布局合理、保障有力、运行顺畅覆盖全省的成品油供应、输运、储备和销售、运营体系。到2020年，形成以昆明为中心，连接主要州、市和消费区的成品油输送省内放射状油气输送网络。

1. 建设稳定高效的成品油供应体系

依靠中石油云南石油炼化项目，形成成品油1000万吨/年的生产能力，同时力争在云南布局石油炼化二期，使我省炼化能力达到2300万吨/年，成品油生产能力超过1500万吨/年，配套投

运中石油云南成品油管道系统；依托中石化西南成品油环线，从省外调入成品油；以成昆线、南昆线、贵昆线为依托，加强卸载能力建设，提高成品油铁路输送能力。

2. 适时推进完善成品油省内管网建设

“十三五”期间，管网建设以优化完善和充分利用现有成品油管道为主，视市场需求和政策变化适时开展楚雄—攀枝花、大理—丽江、大理—临沧、玉溪—普洱、蒙自—文山、曲靖—昭通等6条成品油输送管道前期工作，积极推动形成以云南炼化基地为中心、结合西南成品油管道环线，向滇西、滇西北、滇东北、滇西南、滇东南5个方向发散的“兴”字形全省成品油分输管网。

3. 加强原油、成品油储备设施建设

中缅原油管道和云南1300万吨/年炼油项目的建设，使我省具有建设国家石油战略储备基地的良好战略区位和有利条件。“十三五”期间，争取国家在我省建设国家石油战略储备基地；力争全省建设储备设施300万立方米，积极争取在我省新建国家成品油战略储备库。同时，鼓励企业建设商业化储备。

（四）建设稳定高效的天然气储运体系

按照市场需求，采取“宜管则管，宜罐则罐”的布局思路，加快省内天然气支线建设，加快天然气压缩母站、卫星站和加气站建设，完善城市燃气管网和调峰储备体系，到2020年，争取形成“一横三纵一中心”的省内天然气主干线网架，全省16个

州、市全部实现用管道气。全省各州、市间天然气管网的互联互通更加完善，力争建设省、州市、县市区和上、中、下游协调有序的管网输配及运营管理体系。

1. 加强天然气气源建设

扩大中缅管道天然气利用规模，充分利用已进入昭通的“川气”。积极开发省内煤层气资源，利用好煤层气；积极推进楚雄盆地等天然气资源勘探开发。积极推进页岩气资源勘察，适时推进页岩气开发利用。加强液化天然气（LNG）生产和资源开拓，积极与国内LNG资源单位合作，建立可靠的LNG资源供应基地；加快我省自产煤制气转换LNG等气源建设；依托中缅天然气，在干管沿线建设小型调峰用LNG加工厂。

2. 加快推进省内天然气支线管网建设

以中缅天然气干支管道为横向主轴线，加快州、市天然气干支线建设，形成“一横三纵一中心”的省内天然气主干线网架和逐步覆盖全省16个州、市的天然气支线管网。

滇西片区：“十三五”期间，以保山为滇西天然气贯通点，适时建设保山—怒江、保山—临沧、南涧—临沧支线，在丽江支线的基础上，进一步建设迪庆支线。在滇西片区形成纵向连通的保山—怒江、南涧—临沧、大理—丽江—香格里拉的天然气支线格局。

滇中、滇南片区：“十三五”期间，重点在滇中地区建设向北出省的楚雄—攀枝花支线。在已投产的玉溪支线的基础上，向

滇南建设普洱支线、西双版纳支线，结合续建的玉溪—红河支线，形成滇中天然气楚雄—攀枝花、昆明—玉溪—普洱—西双版纳天然气支线格局，保证滇南4州、市的天然气供应。

滇东片区：以曲靖市沾益区为滇东天然气贯通点，向滇东北建设昭通支线，加快建设水富—昭通支线，力争实现“缅气”与“川气”的贯通。向滇东南建设曲靖陆良支线、泸西—弥勒—开远支线，适时建设蒙自—文山支线，形成滇东片区昭通—曲靖—红河—文山的天然气支线格局。

专栏4　天然气省内支线重点项目

怒江天然气支线管道：管道总长120千米，从保山市龙陵县至怒江州泸水县，总投资1.8亿元。

迪庆天然气支线管道：管道总长158千米，从丽江市古城区至迪庆州香格里拉市，总投资2.61亿元。

楚雄—攀枝花天然气支线管道：管道总长170千米，从楚雄州楚雄市至四川省攀枝花市，总投资13.42亿元。

普洱天然气支线管道：管道总长307千米，从玉溪市红塔区至普洱市思茅区，总投资12.74亿元。

昭通天然气支线管道：管道总长280千米，从曲靖市沾益区至昭通市昭阳区，总投资11亿元。

陆良天然气支线管道：管道总长118千米，从曲靖市沾益区至曲靖市陆良县，总投资3.7亿元。

泸西—弥勒—开远天然气支线管道：管道总长148千米，从红河州泸西县至开远市，总投资5.93亿元。

3. 建设压缩天然气母站

结合中缅天然气管道干支线和全省天然气主要支线走向及分

输站、门站的位置，“十三五”期间，建设玉溪、楚雄、大理、保山、丽江、昭通、红河、文山、香格里拉等8座压缩天然气母站，供气能力2亿立方米/年左右。以压缩天然气母站为基点，放射状向全省天然气供应末梢地区供应天然气，实现向全省大部分县、市、区供应天然气。

4. 推进城市燃气管网和城乡加气设施建设

配合天然气干支线管网建设，在天然气干支线经过的地区全面开展天然气城市管网建设，加强城市供气能力。已通气城市继续加强城市管网改造，扩大天然气用户数量和用气量；未通气城市以压缩天然气（CNG）、LNG作为过渡气源，适度超前规划城市燃气管网建设。

5. 加强天然气储备设施建设

合理规划建设天然气应急和调峰储气配套设施。加快天然气管网、城市应急调峰储气设施、储气库建设，确保管网、接收站、储气库等设施互联互通。天然气基础设施运营企业要按照满足季节调峰和安全供应的要求建立天然气储备设施；城市燃气管网运营企业要按照满足区域日小时调峰和应急需要建立天然气储备设施。鼓励大型企业用户建立自有储备设施，配合调峰。

二、优化开发绿色能源，建成国家清洁能源基地

发挥清洁电力优势，打造云南水电品牌，协调发展新能源，支撑和促进我省跨越式发展，将资源优势转化为经济优势，力争到2020年，清洁电力发电能力3000亿千瓦时左右，实现以水电

为主的清洁电力在一次能源生产的比重提高到50%以上，成为国家清洁可再生能源西电东送基地，为全国提供清洁能源和节能减排效益，在全国率先实现由“以煤为主”转向“以水电为主”的主体能源更替。

（一）稳步开发水电

“十三五”期间，我省将继续坚持水电开发与移民致富、环境保护和全省经济社会发展相协调的水电发展思路，创新移民安置思路，加强流域水电规划，在做好生态保护和移民安置的前提下，遵循水资源综合利用原则，积极有序开展水电开发、建设工作，同时完成重点河流、河段的规划论证工作，充分发挥水电在增加非化石能源供应中的主力作用。

“十三五”期间，我省将争取国家协调电力消纳市场，继续推进澜沧江和金沙江水电建设，按照国家总体部署，研究怒江水电开发，支持对流域存量中小水电的整合，鼓励中小水电就地利用，加强水资源综合利用。到2020年，基本形成金沙江中游、下游和澜沧江上游、中下游等4大电源带，水电装机力争达到7000万千瓦。

1. 稳妥推进金沙江、澜沧江干流水电开发建设

在注重水能资源开发利用的同时，充分兼顾周边地区工业、城镇供水、农业灌溉及生态用水需求。“十三五”期间，开工建设金沙江下游白鹤滩水电站，中游梨园、观音岩水电站全部投产，有序建设下游乌东德水电站；稳步建设澜沧江上游乌弄龙、

里底、黄登、大华桥、苗尾水电站并陆续投产，开工建设澜沧江上游古水、托巴水电站和下游橄榄坝航电枢纽；稳妥有序推进金沙江上游旭龙、奔子栏水电站前期工作。到2020年，金沙江、澜沧江水电基地基本形成。

2. 研究怒江干流水电开发

按照国家的总体安排，研究怒江干流水电开发前期工作，在国家决策后，做好配合。

3. 优化提升中小水电开发水平

坚持科学、规范、有序的原则，强化对中小水电开发利用管理。整合存量中小水电资源，鼓励组建中小水电流域开发公司，提高中小水电电能质量。鼓励组建中小水电售电公司，提高其效益。

专栏5　“十三五”重点干流水电项目
金沙江：完建观音岩（300万千瓦，界河电站）、梨园水电站（240万千瓦），续建乌东德水电站（1020万千瓦，界河电站），开工建设白鹤滩（1600万千瓦，界河电站）、旭龙水电站（222万千瓦，界河电站）。 **澜沧江：**续建乌弄龙（99万千瓦）、里底（42万千瓦）、黄登（190万千瓦）、大华桥（92万千瓦）、苗尾（140万千瓦）水电站，开工建设古水（180万千瓦）、托巴（140万千瓦）水电站和橄榄坝航电枢纽（19.5万千瓦）。 **怒江：**按照国家的总体安排，研究怒江干流水电开发前期工作，在国家决策后，做好配合。

4. 提升电力系统调节能力

协调推动龙头水库建设。在充分做好生态环保、移民安置工

作的基础上，在各地之间、流域各梯级电站之间建立公平长效的责任承担、利益分配机制。

在充分发挥市场主导作用的前提下，积极发挥政策引导作用，以确保电力系统安全、促进清洁能源充分利用、保障各电力品种健康可持续发展为目标，提升电力系统调节能力，优化电网调峰能力，平衡水、火和新能源电力，加强水资源综合利用，统筹调度水电和水量。

（二）适宜区域适度发展风电

“十三五”期间，发挥风电在我省电源结构中与水电的互补作用，以风电上网电价与火电平价、度电补贴后风电参与市场竞争为导向，统筹风能资源分布、电力输送、市场消纳和环境容量，有序布局风电项目，同时做好资源储备，在政策环境和市场需求等条件均具备时有序开发。坚持“生态优先”，妥善处理好风电开发与环境保护的关系，坚决避让生物多样性富集区域和环境敏感区域，实行环评一票否决制。高标准、严要求，坚决提高全省风电建设质量和水平，发挥护林防火功能，精心施工，高质量运行。

（三）适度发展光伏发电

按照集中开发与分布式利用相结合的原则，在适宜区域适度建设地面光伏电站，发挥太阳能利用对扶贫开发的带动作用，推进我省太阳能的多元化利用。

地面光伏发电建设布局。适度在太阳能资源优良、无其他经济利用价值土地多的地区，建设地面光伏发电项目；支持建设以“自发自用”为主要方式的分布式光伏发电，做好地面光伏发电项目资源储备。在适合建设光伏发电的贫困乡村，积极推进光伏扶贫项目建设，促进贫困人口增收。

（四）深入研究生物质供热和发电

以高效利用农业剩余物质，保障民生，增加农村替代燃料，深度处理城市垃圾，减少环境污染为出发点，在全省深入研究发展小型、微型生物质发电。

（五）研究地热能利用

发挥地热能分布广的优势，加快我省地热资源勘察，加强地热开发利用规划管理，提高地热能开发利用技术水平和开发利用规模，统筹规划和有序开展地热直接利用，加快浅层和中深层地热能资源开发，开展地热能供暖制冷，适度开展地热能发电，提高地热的工、农业循环利用，加强地热旅游建设，完善地热开发管理监测体系建设。

三、保证化石能源安全生产和供应，完备能源供应体系

“十三五”期间，加强能源产业调控，科学规划火电、煤炭布局，稳妥化解火电、煤炭产能过剩问题，实施炼化一体化发展，推动石油炼化及深加工产业融合发展、延伸发展，努力打造国家新兴石油炼化基地和国家油气储备基地。

（一）结合电力结构特性和市场需求，保安调峰发展火电

以节能减排为导向，积极组织实施煤电节能减排与升级改造，按照国家煤电超低排放时限标准要求，全省所有具备改造条件的燃煤电厂在2020年前完成30万千瓦及以上燃煤发电机组（暂不含W型火焰锅炉和循环流化床锅炉）超低排放改造。立足我省电源结构和煤炭资源条件，以保证枯期省内用电和协议最小外送电量合理确定火电规模，在国家政策支持下，逐步淘汰“十三五”期间达到设计寿命的老旧机组。根据市场需求，以电力体制改革调动企业积极性，结合煤矿矿区煤矸石综合利用，稳步推进在建煤矸石综合利用项目；适时推进小龙潭四期扩建项目、华坪煤矸石综合利用项目、大唐富源煤矸石综合利用项目前期工作。到2020年，火电及综合利用电厂装机1200万千瓦左右。

（二）积极开发利用油气资源

1. 推进炼化基地建设

中石油云南炼化基地一期达产，部分实现成品油就地供应，延伸发展炼油副产品加工，研究建设云南二期炼化，实施炼化一体化发展，建成全国重要的新兴石油化工基地，促进产业结构调整，提升对地方经济的贡献率。

2. 加强天然气资源勘探开发

推进煤层气开发利用。以国家大型煤炭基地为重点，加大煤层气资源勘查评价力度，摸清家底；开展煤层气开发利用试点，

适时规划布局煤层气开发基地建设。在曲靖市富源县、麒麟区、宣威市、师宗县和昭通市镇雄县、威信县等煤炭产区积极推广煤矿瓦斯抽采利用，建设低浓度瓦斯发电站。

力争页岩气开发取得突破。加大滇东、滇东北地区页岩气勘探开发力度，逐步推进全省页岩气勘探开发工作，力争“十三五”期间页岩气勘探开发实现突破。

加强常规天然气勘探。在有条件的情况下开展楚雄盆地新一轮的天然气资源综合研究与评价论证工作。

（三）安全供给煤炭

实现煤炭稳定供给。以推进煤炭产业转型升级为主线，调整优化产业结构，深化煤炭整顿关闭，加快淘汰一批 9 万吨/年及以下煤矿。以矿区总体规划为指导，优化煤炭生产布局，在产业政策指导下，规范、有序合理开发煤炭资源。

四、转变能源利用方式，优化提升能源消费水平

“十三五”期间，继续贯彻落实国家控制能源消费总量和强度“双控”要求，调整能源需求结构，控制能源消费总量过快增长，抑制不合理能源消费，逐步增加能源净输出，大力促进水电消纳，构建开放型电力市场，降低煤炭消费比重，充分利用中缅油气管道带来的新机遇，大力提高天然气利用水平和效益，加强工业、交通、建筑节能和需求侧管理，不断提高能源使用效率，推动能源消费革命。

（一）积极拓展电力市场，建设国家西电东送基地

以电力体制改革释放生产力为契机，大力开拓省内电力市场。重点培育清洁能源密集型产业，以水电为支撑、以强大电网为保证，协同优化能源密集型产业和电力产业布局，建立市场化合作发展机制，力争我省水电与矿产等产业协调发展。推进水电铝、铅锌冶炼、磷盐产业、煤化工、水电硅产业与能源产业融合发展，促进能源与其他产业的融合、包容程度，积极推进市场化合作发展机制。

积极拓展省外电力市场。继续实施西电东送国家战略，以电力结构与我省互补、消纳汛期电力能力强的省（区、市）为目标市场，稳定送电广东，争取广西市场，与贵州水火互济，开拓华中华东市场，到2020年，西电东送电力达到3440万千瓦。

努力发展境外电力市场。积极促进与周边国家的电力贸易合作，拓展国外能源消费市场，结合我省和发达地区产业“走出去”项目，协调清洁载能产业与能源贸易对外投资的组合“走出去”发展模式。

（二）大力推进天然气利用

大力发展城市燃气，扩大居民生活用气和公共服务设施用气；积极发展天然气汽车和内河船舶，加快在城镇、公路、水路沿线建设加气站等基础设施。鼓励有条件的公共设施、工业园区发展天然气分布式能源，在天然气干支管线沿线适当布局对天然

气价格承受能力强的天然气利用产品和高附加值的天然气化工项目，实现天然气资源的合理利用。

（三）不断建设和完善终端供能系统

加强以分布式电源、电动汽车充电设施、天然气加气站、生物质供热、太阳能光热利用、智能微电网为重点的终端供能基础设施建设，积极开展新能源微电网试点和推广。统筹建设电力、燃气等基础设施，推动实施新建工业园区、新城镇供能设施一体化工程，实现能源梯级互补利用。积极开展余热、余压、LNG冷能以及工业副产煤气等资源回收和利用。

适度超前建设充电基础设施。着力推进公共服务领域、用户和单位内部停车场充电基础设施建设，积极开展充电基础设施建设，加快推进城市公共充电网络建设，大力推进城际快充网络建设，重点发展旅游景点及线路充电服务网络建设。

（四）鼓励化石能源清洁化利用

发展煤炭深加工和洁净化利用。优化煤炭洗选加工，加强褐煤提质技术的研发和示范，完善煤炭产品质量和利用技术装备标准。按照国家有关产业政策，加强炼焦产业调整，发展循环经济。在国家和省有关产业政策的指导下，以技术创新为核心动力，增强传统煤化工产业竞争力，贯彻循环经济理念，重点发展新型煤化工。充分利用昭通褐煤资源优势，规划昭阳工业园区褐煤制天然气。煤制天然气以管输方式优先供应本地，同时以LNG或CNG形式实现外供。

（五）积极推广利用可再生新能源

大力推广太阳能热水系统，重点发展太阳能热水系统与建筑结合工程，推进建设绿色节能建筑。结合各州、市气候情况、农产品收获季节及干燥需求量，有序发展太阳能干燥，在滇东区域和滇西区域的特色农产品主产区规划以空气集热器为主的太阳能干燥项目。在昭通、迪庆等州、市的偏远高寒山区有序发展太阳能采暖供热，服务生态旅游。积极扶持太阳能工业用热，适度发展太阳能冷热联供，推广集中式供热、供冷，降低运行成本。适度推进地面光伏发电项目建设，优先推进光伏扶贫项目建设。

专栏6　“十三五”太阳能热利用主要方向
太阳能热水系统与建筑一体化利用项目3个，共525MWth。 太阳能干燥项目17个，共480MWth。 太阳能采暖供热项目10个，共454MWth。 太阳能工业用热项目6个，共110MWth。 太阳能冷热联供项目3个，共22MWth。 太阳能槽式聚光制冷示范项目5个，共9MWth。 太阳能热发电示范项目3个，共110MW。

积极发展生物质致密成型燃料，建设颗粒燃料生产线。推动大中型养殖场、现代化生态农场、生态农庄发展以沼气为纽带的循环农业，试点工业有机废水沼气工程，适度发展生物质热解气化及其多联产。推动燃料乙醇发展，适度发展生物柴油产业，结合新型城镇化建设和旅游产业的发展，以餐饮废油为原料发展生物柴油，助力我省食品安全。

专栏 7　生物质能利用主要方向
燃料乙醇项目： 推进滇中玉溪、滇南河口、西双版纳燃料乙醇项目，做好推广配套设施建设。视燃料乙醇发展情况，在部分州、市的市区及高速路段建立 E10 汽油加油站，添加乙醇汽油。 **生物柴油：** 以昆明、曲靖、玉溪、楚雄市区餐饮废油为原料，在昆明建设年产 5 万吨（新增 3.5 万吨）生物柴油生产线，其余州、市建设 1 万吨生产线。分别在楚雄建设 1 万—2 万吨小桐子生物柴油生产线，在西双版纳建设 1 万—2 万吨橡胶籽生物柴油生产线。 **生物质气化：** 在核桃和咖啡主产区，依靠核桃和咖啡加工企业，主要以核桃壳和咖啡壳为原料，发展生物质气化项目建设。

（六）有序开展节能减排增效工作

严格控制能源消费过快增长。推行“一挂双控”措施，实施能源消费总量控制与经济增长挂钩，建立健全能源消费总量和强度“双控”机制。优化煤炭消费，降低煤炭消费比重。以民用、交通、发电、工业等用气领域为着力点，显著提高天然气消费比重。

有序开展能源需求侧管理。积极开展电力需求侧管理和能效管理，加快发展智能电网，通过运用现代信息技术、培育电能服务、实施需求响应等，促进供需平衡和节能减排，推动清洁能源和分布式能源的科学利用。从需求侧和供应侧两方面入手，搞好电力电量平衡，提高电力供应的安全可靠水平。

积极发展能源替代和提升能效。在工业领域实施能源替代，推进以气代煤、以气代炭、以气代油、以水电代火电进程。鼓励以生物质能源替代化石能源，优化用能向清洁化方向转变。推进黑色金属冶炼及压延加工业节能技术改造，促进铁合金行业推广

矿热炉功率补偿技术、智能电极把持技术和余热利用技术。加快有色金属冶炼及压延加工业的节能技术应用和装备更新。推进化工、非金属矿物制造、电力、热力、石油加工及炼焦、烟草、造纸等行业的节能技术升级改造，鼓励余热余压回收利用和发电，全面推行高耗能行业能效对标，通过技术升级和节能改造实现能源消费总量控制及大能源产业发展。在交通领域加强加气、充电等配套设施的规划与建设，推广纯电动汽车、天然气汽车、混合动力汽车等节能与新能源汽车。加快生物液体燃料等交通替代能源的推广应用。

五、推动能源体制机制改革，进一步释放改革红利

按照党的十八届三中全会精神要求，以成为国家电力体制改革综合试点为契机，全面深化能源体制改革，将电力体制改革作为我省全面深化经济体制改革的重点内容，进一步破除行业垄断和市场垄断，释放发展活力。

（一）全力推进电力体制改革

以中发〔2015〕9号文件为指导，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定电力价格的机制；按照“管住中间、放开两头”的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，组建相对独立的省级电力交易机构，推进电力交易机构相对独立、规范运行；在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争

有序的电力交易格局，促进经济社会发展；妥善处理交叉补贴问题，完善阶梯电价机制，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对稳定，切实保障民生；强化政府电力系统规划和电力市场监管职能，落实电力安全生产主体责任和政府监管职责，确保全省电力系统安全稳定运行。

专栏8　云南深化电力体制改革重点任务
1. 有序推进电价改革，理顺电价形成机制。 2. 推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制。 3. 建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台。 4. 推进发用电计划改革，更多发挥市场机制作用。 5. 稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开配售电业务。 6. 开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制。 7. 加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平。

（二）推进油气体制改革

配合国家油气体制改革，着力创新机制，加快建设和完善省内油气管网和配套设施，形成适合我省的油气建设、管理和运营机制。配合国家全面清理、取消或修订在油气进口和销售、成品油加工、批发和零售等环节赋予现有企业排他性地位的政策和规定。在油气产业的一些关键环节推进产业合并、重组，全面开放油气勘探市场，改革油气区块登记制度，建立公开透明的探矿权采矿权招标投标市场，激发竞争活力，通过竞争激励油气开采技术创新，降低开采成本，提高开采效率，培育发展壮大新进入企业；根据改革进展适时调整监管方式和重点，放开市场的同时，由价格制定者向价格监管者转变，重点监管约束企业的垄断行

为；以进口原油使用权放开倒逼原油进口权放开，以油气管网第三方公平准入为突破口，大力推动厂网、网销、输配、储运的分离，最终实现管网独立。

（三）继续扩大能源领域向社会资本开放

鼓励社会资本参与能源资源勘探开发、管网等基础设施建设，鼓励社会资本发展煤炭加工转化，继续支持社会资本全面进入新能源和可再生能源产业，以新能源技术、分布式能源为重点，鼓励“大众创业”。落实好国家各项激励政策，在新能源、油气管网、输电通道领域鼓励设立混合所有制企业。

六、强力推进能源开放合作，建设面向南亚东南亚能源辐射中心

紧抓“一带一路”和孟中印缅经济走廊建设的机遇，以建设面向南亚东南亚能源辐射中心为目标，充分发挥我省区位优势，坚持合作共赢原则，以能源互联互通基础设施建设、境外能源资源合作开发、扩大能源贸易为重点，健全国际合作与风险防控机制，支持能源企业“走出去”和“引进来”，保障国家能源安全，促进能源资源在更大范围内优化配置。

（一）加强互联互通基础设施建设

在国家统一组织下，以中泰、中老、中缅电力通道建设为重点，继续推动重大跨境能源基础设施建设，加速中国—东盟电力联网进程，积极推动孟中印缅经济走廊电网互联，力争实现我省与中南半岛电力一体化；积极参与周边国家油气输配体系建设。

（二）推进境外能源资源合作开发

在国家统一组织下，以保障国家能源安全、增加能源有效供给为出发点，支持企业开展境外能源资源合作开发。以缅甸、老挝、柬埔寨、尼泊尔等国为重点，重点推动伊洛瓦底江支流、糯昌卡河、萨尔温江上游、瑞丽江等水电资源合作开发；以泰国、缅甸、斯里兰卡为重点，推动太阳能、风能合作开发；依托替代种植，推动生物质固体成型燃料、生物柴油、燃料乙醇等生物质能的合作开发。

（三）扩展提升能源贸易

以电力贸易为重点，在更大范围内实现资源的优化配置，将我省建成面向南亚东南亚重要能源的汇集和交换中心。巩固与越南的电力贸易，扩大与缅甸、老挝的电力贸易规模，积极开拓泰国电力市场，近期增加向周边国家的送电量，促进我省电力的境外消纳，远期在我省汇集缅甸等境外电力，提高电力供给能力，接续西电东送；推进边境地区小规模电力联网贸易，鼓励电力就近消纳，提高边境地区生产、生活用电水平。以油气贸易为支撑，确保稳定原油、天然气进口量。

（四）支持和鼓励能源企业“走出去”和“引进来”

依托我国水电、新能源等方面的技术、装备和工程建设优势，以电源合作开发、电力联网、境外电网建设与经营为重点，积极发展工程承包、专业劳务输出、技术服务、能源装备出口等对外经贸合作。积极推进企业与南亚东南亚国家在新能源领域的合作。推动我省水电施工、咨询设计企业进入非洲、南美洲能源建设市场。

积极吸引能源装备制造、页岩气勘探开发、大规模储能技术、智能电网等方面的世界先进企业进入我省，投入能源开发建设，共同走向南亚东南亚市场。

（五）建立健全能源合作机制

在大湄公河次区域（GMS）电力合作机制、中缅电力合作委员会、孟中印缅经济走廊等合作机制框架下，加强与中老（老挝）、中泰（泰国）、孟中印缅等周边能源合作重点国家双边、多边能源交流与合作，深化利益融合，促进合作共赢。以GMS区域电力协调中心（RPCC）为基础，积极筹建区域电力贸易和协调平台，力争RPCC落户昆明。

在国家统一组织下，积极协调我省能源企业参与境外能源投资，加强信息沟通，形成合力，争取长期利益最大化；搭建我省能源企业与周边国家政府、企业及国际金融机构、NGO组织等的交流合作平台，实现多方参与、合作共赢；争取国家支持，建立境外能源合作项目风险防控和突发事件应急反应机制，为企业境外能源合作保驾护航。

七、推进能源科技创新，提升能源装备制造水平

立足我省能源资源特点和开发建设进程，结合“互联网+”等信息化技术，积极发展智能电网、先进水电和新能源技术；以传统电力制造业为基础，按照调结构、转方式的基本要求，提高能源装备自主创新能力；依托国家“一带一路”、长江经济带两大战略以及我省“两基地一枢纽一中心”的建设，打造辐射内地、面向南亚东南亚能源装备制造基地。

（一）突出重点，加大能源科技创新

重点研究和推进大型水电站安全建设、运行、生态环境保护技术；智能电网调度技术、水电与其他能源互济技术、多能互补技术、储能技术、电力交易智能化技术；分布式能源并网技术；生物质液体燃料技术、高效生物质燃气锅炉供热技术；煤炭高效清洁利用技术；页岩气开采及综合利用技术。

专栏9 “十三五”能源科技创新重点工程
高坝安全建设关键技术研究、水电站运行后评价及全生命周期性能研究；梯级水电站系统安全及防灾减灾、流域水电开发环境评估和生态保护及修复研究；高海拔地区大型水电站巨型机组安全运行等关键技术研究；中小水电运行安全评估、生态评估和生态补偿机制研究； 积极推动智能电网、微电网示范项目建设；推进分布式能源同储能系统、蓄热（冷）技术多源互补和协调优化技术，接入分布式电源的智能配电网保护及控制技术研究；研究水电同其他能源发电互济技术以及全系统发电曲线优化技术；支持建立统一数据集中交换平台和源—网—荷数据中心，开展数据优化和分析决策技术研究；探索物联网电力监控与电力大数据分析技术； 以生物柴油、燃料乙醇、生物质发电和供气、生物质固体成型燃料为主，大力推进生物质能技术创新。 支持煤炭、火电企业开展减排二氧化硫、二氧化碳技术研发及应用；煤炭清洁化利用；继续开展煤制油、煤制天然气以及联产多种燃料技术研究，加大褐煤制燃料综合利用项目的支持力度。 支持页岩气开采及综合利用技术研究。

（二）发展特色能源装备制造

提高传统能源装备产业的规模、等级和水平，注重由单纯扩大产能向技术升级改造与产能扩大有效结合转变，突出高原特

色，建成以高原电力（发电和输配电）装备和新能源装备为主，涵盖煤炭石油化工和节能减排装备的面向南亚东南亚能源装备制造基地。

1. 电力装备。更加注重发电设备、开关、变压器、电缆等装备的技术改造和产业升级，进一步有效整合资源，提升企业竞争力。积极推进我省电力装备产业基地、成套开关设备生产、大型节能电力变压器研制开发、智能电网配套装备等重点项目建设。

专栏 10　“十三五”重点电力装备制造工程
发电机组：单机 30 万千瓦以下及 10 万千瓦以上水电机组；中小型抽水蓄能和贯流式水电机组。 **变压器**：500 千伏及以上交流变压器；特种变压器及环保型干式变压器；积极发展气体变压器、超导变压器、非晶合金变压器；10 千伏及以上智能型有载调压器。 **电力电缆**：500 千伏及以上超高压交联聚乙烯绝缘电力电缆；特高压新型铝合金架空输电导线；引进先进生产企业，开展光电缆研发及产业化。 **开关设备**：550 千伏及以上电压等级开关产品。 **其他**：智能电度表、智能服务器、智能辅助监控等智能电网装备。

2. 新能源装备。积极发展太阳能光热、光伏装备。加快太阳能—热泵一体化热水系统产业化及推广应用。重点发展热管型集热器、平板型集热器、内置金属流道玻璃真空集热管，大力发展嵌入式数字化太阳能热水器。支持太阳能供热技术在工业、农业领域的应用；鼓励发展聚光太阳能热发电技术，重点发展塔

式、碟式太阳能电站系统的集成及核心部件与设备。积极推进高效光伏材料的产业化及相应光伏设备制造。重点发展高效晶体硅电池组件、薄膜电池组件制造产业，鼓励发展大面积超薄晶体硅切片。积极推动高原风电装备产业发展。积极支持2.0兆瓦及以上高原型风机整机研发及生产；鼓励装备制造企业加工生产风力发电机、变频器、叶片等高原型风机配套产品。加大生物质能装备推广力度。鼓励生物质能燃烧用循环流化床、气化炉、热解炉与控制系统及其他配套设备研发和生产。积极支持生物质固体成型设备、生物质气化发电成套设备、生物质烘烤农副产品成套设备和生物质气化炉等装备的推广应用。

3. 加快新能源汽车生产及有关配套设施建设。支持纯电动汽车研发和产业化以及核心零部件生产加工。继续推动电动汽车充电设施建设，在全省大中城市和条件优越的县城逐步建成一大批充电站和充电桩。

4. 节能减排装备。鼓励中低温余热、余压回收利用以及高效电除尘器、高温高滤脱硫脱硝等节能减排装备的生产加工。支持双碱法治理二氧化硫烟气设备，脱硫、脱硝、二氧化碳减排一体化设备制造。

（三）加快能源科技创新体系建设

强化政府的战略主导作用和企业的主体作用，统筹能源技术创新管理。积极建立和完善以企业为主体、市场为导向、产学研相结合的技术创新体系，整合企业、高校、科研机构等研发、人

才资源，形成技术创新智库。建设一批能源科技装备领域国家级和省级企业技术（研发）中心、国家级工程（技术）研究中心、国家重点实验室、工程实验室，组建集研究、推广、试点实施为一体的综合性研究智库，组织开展重大能源科技攻关和战略咨询工作。

（四）开创现代能源服务产业

围绕能源产业发展，积极发展能源咨询服务，大力提升我省能源咨询业服务水平。依托省内现有公共科技服务机构，开展检测认证、能源审计、节能评价、能源管理体系建设等服务。建立和完善一批开放式新型能源研发和运营、管理咨询服务机构，开辟风电、中小水电运行维护服务及交易代理等新增长点。结合能源云技术带来的能源信息化，打造能源科技装备产业转型升级的优良社会化服务环境。结合售电侧改革，建立售电公司，发展合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务产业。

八、提高能源普遍服务能力，实现协调共享发展

充分发挥能源资源优势，通过能源资源开发带动贫困地区经济发展和民生改善，强化能源民生基础设施建设，着力提高能源普遍服务水平，实现协调共享发展，助力全省脱贫攻坚工作部署。

（一）加强农村电网升级改造

全面完成第一轮农村电网改造。按照新农村建设和县域经济发展要求，完善电源配置，优化中低压网架结构，推动智能化建

设，缩短中低压配网供电半径，降低网损，增加中低压线路联络率，提高供电可靠性。提高电网装备水平，改善设备运行管理，降低设备故障率和停电时间，有效提高电网供电可靠率和综合电压合格率。

对农村地区负荷分散、负荷密度低的区域，以增容改造为主加强电网建设，合理线路分段，缩短供电半径。在偏远的山区、林区和农牧区，以 35 千伏为电源支撑点，满足农民基本生产生活用电需求。不断推动智能化电网建设，使我省农村电网供电能力与电能质量得到进一步提升。

重点加强地震灾区、藏区、石漠化地区、滇西边境片区和乌蒙山区农村电力建设，配合扶贫攻坚、“美丽家园”“美丽乡村”、沿边口岸开发开放区以及民族文化特色小镇等区域的整体开发建设，加强和完善电力设施。到 2020 年，农村人均生活年用电量 400 千瓦时，农业生产年用电量 18 亿千瓦时左右。

（二）精准实施新能源扶贫工程

以直接为贫困农户提供持续稳定收益为目标，布局光伏扶贫项目，规划为 35 万户建档立卡贫困户建设光伏扶贫 107 万千瓦。积极促使光伏企业、风电企业、生物质能企业为项目地贫困农村提供资金、培训等支持，扶持发展社会事业、保护生态。

（三）提升城乡用能水平

提升城镇用能水平。推动城镇化与清洁能源的融合。配合全省“美丽家园”“美丽乡村”、旅游小镇、沿边口岸以及特色城镇

等的整体开发建设，鼓励居民用电，提高城镇居民用电可靠性，建设绿色清洁低碳宜居的新型城镇。“十三五”期间力争全省普及达到国Ⅴ标准油品；加强天然气储备和提高调度水平，保证城市燃气供应。

加快农村用能方式变革，支持农村利用可再生能源。按照国家农村能源“因地制宜，多能互补，综合利用，讲求效益”的建设方针，加强农村能源建设。优先支持我省老少边穷地区使用可再生能源，鼓励寒冷地区冬季以生物质、电等可再生能源供暖。积极推广商品化省柴节煤炉灶，降低森林资源低价值消耗。因地制宜开展绿色能源示范工程，推广应用太阳能热水器、空气能综合烤房、光伏水泵，实施风光互补路灯“光亮工程”。积极推进农村液化石油气、天然气利用，稳步推进农村户用沼气和联户沼气规模发展。2016—2020 年，在农村推广太阳能热水器 75 万台、太阳能路灯 5 万盏，推广商品化省柴节煤炉灶 75 万户，大幅节约农户的生活用能成本，形成一次性能源、农村优质可再生能源和其他能源互相补充的格局。

（四）争取国家政策支持，创新贫困地区能源开发利益共享机制

1. 探索建立水电开发利益共享机制

力争创新水电开发模式，探索建立资产收益扶持、给予地方留成电量、设立后续发展基金、贯彻落实好水电有关税收政策等水电开发利益共享机制，统筹区域经济发展，以水电开发促进移

民脱贫致富。

建立水能资源开发区域经济社会发展和生态补偿机制，用于扶持经济社会发展和帮助移民群众脱贫致富，解决水能资源开发带来的移民后续发展和生态环保等问题。建立和完善流域上下游开发梯级间的利益补偿机制、界河电站效益分配机制，充分照顾上下游、左右岸的利益。探索建立完善资源入股的政策措施，增强当地政府建设水电项目的积极性，让当地共享水电开发成果。

2. 探索能源资源开发利益分配机制

研究建立针对贫困地区能源资源开发的特殊政策，探索资产收益扶持，在不改变用途的情况下，财政专项扶贫资金和其他涉农资金投入光伏形成的资产，具备条件的可折股量化给贫困村和贫困户，尤其是丧失劳动能力的贫困户。

3. 落实电力普遍服务补偿机制

配合国家建立少数民族地区电力普遍服务财政补偿机制，解决人口较少、用电量较小偏远地区农村电网运行维护费用不足问题，做好电力普遍服务。

（五）加大对藏区能源开发的扶持力度

着力推进藏区基础设施建设，在高度关注藏区生态保护的基础上，建设澜沧江上游、金沙江上游电力外送扶贫通道，以澜沧江上游水电与深圳直接交易，力争从水电开发中提取扶持藏区特别基金，将水电站打造为直接贡献藏区的工厂，将部分水电移民转为生态工人，为我省藏区实现跨越式发展贡献力量。

第五章　规划的环境影响分析

本规划属于行业指导性的发展战略规划，只编制环境影响篇章。规划实施过程中，所有建设项目都要根据有关法律法规要求编制环境影响评价文件。本章将对规划环境协调性以及规划实施对环境可能造成的影响进行分析，提出能源开发环保措施，促进区域经济、社会和环境协调发展。

一、规划协调性分析

本规划能源开发遵循重点开发区、限制开发区、禁止开发区开发策略，通过优化、调整或取消部分规划项目，实行相应生态环保措施，与综合性法律、法规、规划保持一致；以节能减排、优化结构、保障安全为重点，正确处理开发与节约、速度与质量的关系，强化能源可持续发展观念，与我省生态立省、环境优先的发展战略及环境保护指导思想一致；能源项目建设尽量减少在敏感区域布点，尽量避让禁止开发区域及原始天然林等环境敏感区，与环境敏感区协调发展理念一致。

二、规划实施不良环境影响分析

在能源生产、消费过程中，我省存在能源资源开发利用不尽合理，能源利用效率较低，能耗总量控制及能耗强度下降压力大，节能潜力难挖，生态恢复和投资不到位，能源环境安全风险系数大等问题。随着最严格的环保法及大气污染防治法出台，我省节能减排形势愈发严峻。

（一）环境影响分析

“十三五”时期，我省能源开发规划建设中，对环境影响较大的建设项目：一是油气管道建设及炼化项目，如发生管道和设备破坏等事故致使油气大量外泄，将对周围土壤、植被、水体等造成较大污染和损害，引发火灾、爆炸和泄露等环境风险；二是火电建设项目主要产生烟尘、二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等大气污染物。

我省能源项目建设对生态环境的影响主要为：一是土地的占用和扰动，使原有地表植被和土地功能发生变化；二是大水电建设带来上下游水文泥沙情势变化，对鱼类等水生生物及陆生动植物造成一定影响；三是电网、风电建设会引起候鸟迁徙通道、栖息地的占用和破坏，共用走廊带中输电线路的统一集中布置会导致通道内的电磁环境、声环境产生叠加影响，环境要素易超标；四是污染物废弃物排放对环境污染。

（二）规划实施环境效益

“十三五”期间，我省清洁能源装机所占比例由82%提高至84%。新增清洁电力能源量可节约标准煤 1010 万吨，相当于减排二氧化碳 2515 万吨、二氧化硫 101 万吨、氮氧化物 50 万吨、烟尘 68 万吨、固体废物 909 万吨。此外，天然气的推广利用将极大促进节能减排工作开展，每用 1 亿立方米天然气可节约标准煤 12 万吨，减排二氧化碳 30 万吨。

三、预防和减轻不良环境影响的对策措施

为促进全省能源可持续发展，有效控制本规划实施可能产生的不利环境影响，根据规划的环境影响分析结果，减缓规划环境影响的对策措施：

（一）抓预防

发挥能源规划及规划环评的指导约束作用，制定并实施促进能源合理有效利用的环境强制政策，提高能源工业企业的环境准入门槛，鼓励向环境友好和能源节约方向发展。合理规划项目布局，避让自然保护区、风景名胜区、集中居民区等环境敏感区，采取工程和生态保护措施，减少林木砍伐，及时进行生态修复，降低生态影响。同时，根据建设项目周围的环境敏感区和项目存在的重大危险源，对建设项目进行环境风险评价，制定相应的环境风险对策措施和应急措施。

（二）抓管理

一是突出政府职能，强化管理，严格执行环境影响评价和“三同时”制度，对不符合环境要求的能源项目，坚决执行“环保一票否决制”；二是建立能源消费总量控制考核目标责任制，对未经地区或行业用能总量平衡的项目，一律不予核准、审批、备案；三是督促能源企业采用清洁生产工艺，先进的节能、环保技术和装备，采取有效节能降耗和源头削减措施，减少污染物产生和排放，项目综合指标达到《清洁生产标准》中国际国内先进水平；四是支持能源企业清洁生产技术改造，加大废弃物和副产品回收再利用，提高企业能源利用效率、减少污染物排放；五是

逐步建立完善生态补偿制度，科学实施生态补偿，形成以生态价值补充为主体、生态质量考核奖惩为辅助的生态功能区转移支付制度体系。

（三）抓监督检查

建立健全环境管理和环境监测机构，实施跟踪监测制度，加强对环境保护设施运行的监督抽查，及时提出整改意见，不断完善日常环境管理。开展项目环境保护工作阶段性检查和验收工作，适时开展环境影响回顾性评价和后评价，着重主要环境影响复核和环境保护措施效果分析，及时调整补充相应环保措施。

（四）公众参与

积极组织公众参与，提高规划环评公众参与的积极性，向公众宣传普及水电建设、高压输变电电磁辐射、油气管道安全等有关知识，正确引导公众，使公众认识到能源规划与自身的相关性，让公众主动参与对能源规划的监督，减少环境风险事故的发生。

四、环境影响评价结论

综上所述，按照本规划所提出的措施对规划布局、开发时序进行优化调整，并在规划实施过程中采取适当的环境影响减缓措施，本规划的环境保护影响在可接受范围内。此外，本规划符合国家能源发展战略、产业政策和有关环保规划，符合我省产业发展规划、土地利用规划等有关规划及环境功能区划，使能源资源得到了有效利用，规划的实施对于保障民生、促进全省经济社会

发展、节能减排、创造就业机会将发挥重要作用。各能源项目实施后提供的大量能源将为我省可持续发展提供必要条件，具有一定的经济、生态和环境效益。

第六章　实施规划措施

一、强化政策统筹

（一）完善能源财税政策，支持能源建设

利用“一带一路”建设契机，国家加大转移支付和投资力度的时机，推进清费减负工作。一是研究并依法调整能源消费税征税环节和税率，将部分高耗能、高污染产品纳入征收范围。二是将可再生能源领域技术创新、成果转化、创新平台、人才引进项目纳入全省各级各类科技专项资金重点支持，逐步扩大补贴范围，促进节能和新能源产品应用。完善调峰调频备用补偿政策，实施可再生能源电力配额制和全额保障性收购政策及配套措施。三是依法落实好节能减排税收政策，建立和完善生态补偿机制。

（二）完善能源金融政策，保障能源建设

创新投融资模式，逐步建立“政府引导、多元投入、市场推进、社会参与”的能源建设投融资机制。一是采取政府资金引导、政府让利等方式，优化投资结构，以有效投资引导能源结构调整；二是政府投资重点支持公益性和准公益性能源设施，有效运用政府组织征信降低信贷风险，积极探索新能源领域股权、债权融资模式；三是鼓励银行业金融机构为符合国家政策的重大能

源项目建设提供信贷优先服务，对能源企业完善差别化信贷服务机制，开辟“绿色通道”，优化信贷审批程序，提高贷款评估审批效率，并在信贷规模安排、贷款利率等方面给予倾斜和支持；四是鼓励支持符合条件的能源企业通过上市、发行企业债等方式直接融资，加快能源投资主体多元化改革进程。

（三）激活多元投资，创新合作方式

积极创新能源投资模式，进一步开放能源投资领域。一是充分发挥民资、外资投资发展能源的积极性，支持民间和外来资本以多种方式进入和参与能源基础设施建设，规范设置公开透明、同等对待的投资准入门槛，积极创造公平竞争、平等准入的市场环境；二是鼓励社会资本参与电力、石油、天然气建设，尤其是能源装备发展，鼓励社会资本参与成品油、天然气输送、储备、零售设施及储备网络建设和运营；三是研究政府和社会资本合作（PPP）模式建设的财政支持政策，设立政府与社会投资合作基金，推动能源领域PPP项目建设；四是利用好丝路基金、中国—东盟投资合作基金、亚洲基础设施投资银行等渠道资金，为“走出去”能源合作项目建设提供支持。

（四）完善能源消费政策，助推能源发展

加强能源需求侧管理，推行合同能源管理，培育节能服务机构和能源服务公司，实施能源审计制度。健全固定资产投资项目节能评估审查制度，落实能效“领跑者”制度。衔接协调能源消费总量与碳排放、大气污染防治等目标之间的关系，合力实现约

束性指标。

二、实施机制

（一）加强合作，明确分工

有关部门要增强协作，密切配合，形成合力，各司其职，明确责任分工，协调解决全省能源产业规划、建设、运营、管理中的重大问题，促进全省能源产业的健康发展，加快推进重大能源项目建设，保障我省能源产业达到既定发展目标。

（二）做好衔接，强化落实

加强能源战略性研究，统筹规划布局，完善能源规划管理体系。加强能源规划与其他规划的协调，重视能源专项规划的实施管理，专项规划和区域规划要服从全省能源总体规划，有关规划在发展方针、目标、重大布局、重点举措等方面要相互衔接，避免矛盾冲突。以产业规划为指导，结合实际，精心谋划和组织能源重大项目的实施，做好能源规划和有关研究，建立和完善规划编制调整机制，助推能源产业科学发展。按照规划目标，编制年度实施计划，建立滚动调整机制，保证规划落实，同时，根据规划实施情况，对规划进行滚动调整和适时修编。

（三）转变职能，做好服务

抓好项目前期工作，简化审批流程、提高审批效率、加快审批速度，缩短能源项目能评、环评、安评等审批流程，在评估、审批、验收等环节优先安排，限时办理，鼓励技术审查、评估机构提前介入、主动沟通，加快评估论证。开展三江干流水电、骨

干火电建设、重大电网、重点煤矿、油气管网等重大项目前期工作，并争取国家核准。对能源项目特别是政府投资和纳入规划的重大能源项目，试行新开工报备、竣工验收和后评价制度，切实加强“全过程”跟踪，掌握实施进展，评价投资效果，防止违规建设。

（四）强化监督，落实考核

定时评估监测，考核落实目标任务。根据发展情况，编制年度实施计划，建立滚动调整机制，分年度、分部门明确实施方案细则，定时汇总考核。对能源产业建设中的重点工程，由项目所在州、市人民政府与能源企业细化目标任务，签订责任书，限时解决制约产业发展的重大问题。进一步完善实施规划的公众参与和民主监督机制，拓宽公众参与渠道，积极营造公众参与规划实施的良好氛围，做好规划有关信息的公开工作。

（五）保障安全，和谐发展

提高认识。按照“管行业必须管安全、管业务必须管安全”的要求，紧绷安全之弦不放松，高度重视松懈麻痹现象，始终保持清醒认识和高度警觉，切实提高对能源安全建设和安全生产重要性的认识，把安全建设和安全生产摆在重中之重的位置，确保我省能源安全稳定。

落实责任。进一步落实企业主体、监管、领导安全生产责任，尤其要从源头上抓项目业主及施工单位安全生产责任，各行业主管部门对存在安全隐患可能引发较大以上事故的，一律责令停产

整顿，并严格落实监管措施；对存在重大安全隐患经停产治理仍未达到要求的，一律由政府挂牌督办；对工作组织不力、重大隐患治理不到位的，对有关部门和企业负责人进行约谈，敢于碰硬，严格执法；对因重大安全隐患未采取有效措施予以治理或监控，致使事故发生的，严格追究有关企业和单位责任人的责任。

突出重点。安全生产重于泰山，强化安全生产隐患排查治理和危险源管控，突出抓好重点地区、重点企业和重要部位隐患治理，抓住薄弱环节，紧紧盯住那些可能酿成事故、造成伤亡的问题和环节，集中精力，治大隐患，防大事故，力求重点突破、带动全面。有效防范和坚决遏制重特大事故的发生，为经济社会发展提供坚实的能源安全保障。更加注重事故隐患排查治理工作，更加注重应急管理工作，健全完善应急协调联动和快速反应机制。

强化措施。一是强化隐患整治工作，督促项目建设单位加大安全资金投入，扎实排查和整治安全隐患，确保隐患及时消除。二是强化安全监管措施，从上到下形成合力，层层签订目标责任书，管理规范有序。三是强化基层基础工作，加大对基层施工人员、安全生产管理人员尤其是特种作业人员、专业工种人员的教育培训力度，重点开展一线作业人员技能和自我保护能力培训，提高建筑工人安全生产、文明施工思想意识，做到百分之百培训，百分之百持证上岗。

云南省能源保障网五年行动计划
（2016—2020 年）

2016 年 10 月

目 录

前　言

能源保障网是“五网”建设的重要内容，建设好能源保障网，充分发挥能源在区域合作中的先行军作用，努力构建跨区域内强外联能源网络是我省贯彻落实国家“一带一路”、长江经济带等重大战略部署、抢抓发展机遇的重要抓手；是我省经济跨越式发展的重要支撑；是发挥我省区位优势、实现睦邻安边、维护国家能源安全的关键举措，对于科学谋划全省能源的发展，布局实施重大项目，进一步构建安全高效绿色的能源保障网体系具有重要意义。

为全面贯彻落实党的十八大和十八届四中、五中全会精神，深入学习贯彻习近平总书记考察云南重要讲话精神，切实推进我省能源持续健康稳步发展，确保能源保障网建设“十三五”各项工作目标任务顺利完成，在已编制的《云南省五大基础设施网络建设规划（2016—2020 年）》《云南省能源发展规划（2016—2020 年）》的基础上，进一步深入细化能源保障网建设的具体工作，特制定能源保障网建设五年行动计划（2016—2020 年）。

一、建设现状

（一）电源开发有序推进

截至 2015 年，全省电力装机累计达 8000 万千瓦，其中，水电 5798 万千瓦，火电 1422 万千瓦，新能源 780 万千瓦，水电、火电、新能源的装机比例为 72∶18∶10。三江干流水电站已建

成12个，装机3686万千瓦；在建8个，装机1253万千瓦。中小水电装机2112万千瓦，主要分布在红河、牛栏江、大盈江等。火电（含综合利用电厂）主要分布在滇东、滇南、滇东北等3个火电基地。科学有序发展风电和光伏发电项目，其中，风电装机630万千瓦，光伏发电装机150万千瓦，分布在全省大部分州、市。

（二）电力网架不断完善

截至2015年，省内电力骨干网架形成了500千伏电网覆盖滇中城市经济圈并与滇西、滇东北、滇西南电源群连接，220千伏电网覆盖全省并延伸到主要县、市、区和重要工业园区，110千伏电网向主要乡镇和重点企业供电的输电网格局；高压配电网网架结构得到完善，可转供电能力大大增强，电网安全稳定水平、供电可靠性和经济指标得到明显提升；形成了“七交四直”西电东送主通道，西电东送能力超过2340万千瓦。“十二五”期间，累计西电东送电量3530亿千瓦时；我省与周边的缅甸、越南、老挝等国家积极开展电力合作，建成文山、红河、西双版纳等外送通道，截至2015年，进出口贸易电量累计达244亿千瓦时。

（三）油气管网快速发展

截至2015年，全省已投产油气管道总长2074千米，其中，成品油管道603千米，天然气管道1471千米；在建油气管道总长2723千米，其中，原油管道658千米，成品油管道1605千

米，天然气支线管道460千米。中缅天然气管道已全线贯通，累计输送天然气100亿立方米；中缅原油管道及配套的中石油1300万吨/年炼油项目稳步推进；中石油及中石化5条成品油管道基本建成。

二、总体要求

（一）指导思想

坚持创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，积极服务和融入国家“一带一路”、长江经济带等重大战略部署，按照努力推动民族团结进步示范区、生态文明建设排头兵和面向南亚东南亚辐射中心建设的要求，抢抓发展机遇，主动适应经济发展新常态，充分发挥市场配置资源的决定性作用，建设国家清洁能源基地、西电东送基地、跨区域油气通道枢纽和面向南亚东南亚的电力交易中心（“两基地一枢纽一中心”），为国家和我省经济社会发展提供强大的清洁能源支撑，为谱写中国梦的云南篇章作出贡献。

（二）总体目标

电力——到2020年，全省电力装机9300万千瓦左右，可再生能源装机占比提高到87%，其中，水电和新能源装机超过8000万千瓦，火电（含综合利用电厂）装机1200万千瓦左右，淘汰火电机组200万千瓦，发电能力达到3300亿千瓦时左右。35千伏及以上电压等级电网交流线路总长度超过10万千米，共有±500、±800千伏的直流输电线路通道7条（新建3条）。

新能源——到2020年，新能源年发电量力争达到300亿千瓦时。

天然气——到2020年，中缅管道天然气输送量50亿立方米/年；全省天然气支线管道总里程达到3000千米。

石油——到2020年，石油管道线路力争超过2800千米，总设计输送能力达到5300万吨/年；研究炼化二期落地我省，若建成后原油加工能力达到2300万吨/年，成品油生产量达到1500万吨/年（考虑炼化一期、炼化二期合计）；成品油生产能力达到1000万吨左右（仅考虑炼化一期）；成品油商业及国家储备设施总能力达到300万立方米。

煤炭——到2020年，煤炭产能控制在国家核定产能内，在2018年煤炭产能控制在7000万吨/年以内的基础上进一步实现结构优化。

三、主要任务

2016—2020年，能源保障网建设重点项目92项，总投资4496.06亿元，“十三五”计划投资2365.16亿元，其中，电源建设重点项目20项，总投资2840.55亿元，计划投资1402.85亿元；电网建设重点项目46项，总投资1572.60亿元，计划投资899.73亿元；油气建设重点项目26项，总投资82.90亿元，计划投资62.58亿元。

（一）建设清洁能源基地

有序推进澜沧江、金沙江水电开发，研究怒江水电开发，

“十三五”期间，大水电新增投产装机998万千瓦；深入开展金沙江中游龙头水库研究论证，适时启动项目建设；研究怒江水电开发。严格控制新增中小水电，原则上不再核准审批新开工中小水电项目。协调发展绿色可再生新能源，科学把控风电、光伏发电增量，重点支持与扶贫相结合的光伏发电项目。按照市场需求合理布局、协调发展火电，增强调峰性能、保障电网安全。

（二）建设高效安全电网

建设以特高压、高压电网为主网，各级电网协调发展，能与大型火电、水电、新能源基地生产能力相匹配的结构电网。构建以昆明、玉溪、曲靖、红河滇中城市经济圈为负荷中心，以滇西南、滇西北、滇东北为电源支撑基地，形成全省“一中心三支撑全覆盖”电网格局。加快省内500千伏主网架建设，重点建设大型电源澜沧江上游梯级电站、金沙江下游梯级电站、威信电厂送出工程，构建负荷中心主电网；加强220千伏电网建设，建成区域内输电网；以六大城镇群为重点，推进城市、农村电网建设，升级改造县城及农村配电网，为边疆、贫困地区区域经济发展、实施以电代柴提供电力保障，提高城乡供电质量和用电水平，为全省经济社会发展提供安全可靠的电力保障。

（三）建设区域电力交换枢纽

继续实施国家西电东送战略，在满足我省自身用电的前提下，积极推进外送输电通道建设，开拓云电外送的国内外市场。稳定广东电力市场，抓牢广西市场，推动与华东、华中受端市场

和云贵水火互济的送电工程，落实云南省人民政府与江西省人民政府签署的能源战略合作框架协议，深入研究在白鹤滩水电站投产前新建送电通道，打捆省内富余电量实现提前送电的可行性，并跟踪上海、浙江、江苏等华东3省、市电力市场，增强向东部电力市场的送电能力。在现有联网工程的基础上，加快与周边、邻近国家的跨区域电力联网，积极研究推进中老泰、中老越、中缅、缅甸至孟加拉国等4条联网通道建设，并依托大湄公河次区域的电力资源，建设中国面向南亚东南亚的电力交易中心，打造区域电力交换枢纽。

（四）建设成品油输送体系

依托中石油云南炼化项目，积极推进中缅原油管道境内段、中石油3条成品油管道和中石化2条成品油管道建设，争取2016年投产运营，为全省提供可靠油源，并配套建设成品油输送管网，以昆明为中心，进一步完善成品油管网布局，加快推进向滇西、滇西南及滇东成品油输送管道建设。

（五）建设天然气管网体系

加快省内天然气支线管道建设，形成以中缅天然气干线管道为主轴，由近及远逐步覆盖全省的天然气支线管网，“十三五”期间，完成红河支线、陆良支线等16条天然气支线管道建设。依托天然气管线及场站，合理布局配套建设天然气母站及加气站。科学规划天然气应急调峰储配系统，加快储气库、城市应急调峰储气设施建设。不断推进城镇燃气输配管网建设，妥善解决

天然气“最后一公里”问题。

四、年度安排

（一）2016年工作安排

1. 电源项目

续建金沙江梨园、观音岩、乌东德水电站，澜沧江里底、苗尾、黄登、乌弄龙、大华桥水电站等8项，其中梨园、观音岩水电站全部机组投产。

新开工金沙江白鹤滩水电站、澜沧江橄榄坝航电枢纽2项；科学稳步推进风电、光伏发电项目。

2. 电网项目

续建云南金沙江中游电站直流输电工程（云南境内）、500千伏铜都输变电工程（开关站）、云南电网与南方电网主网背靠背直流异步联网工程、罗平背靠背直流工程交流配套、滇南外送通道二回工程、2015年新增农网改造升级工程、滇西北—广东±800千伏特高压直流工程（云南境内）、永富直流输变电工程、金中送电广西直流输电工程500千伏交流配套工程等9项。

新开工500千伏吕合输变电工程、甘顶变二期工程、500千伏马金铺输变电工程、500千伏西双版纳输变电工程、2016年农网改造升级工程、罗平—鲁西换流站通道加强工程、里底水电站500/220千伏联变工程、澜沧江上游电站送出工程、220千伏输变电工程、110千伏输变电工程、农网改造110千伏输变电工程、农网改造35千伏输变电工程、农网改造10千伏输变电工

程、农网改造低压线路工程等14项。

3. 油气项目

续建水富—昭通天然气支线、腾冲天然气支线、施甸天然气支线、龙陵天然气支线、昭通天然气支线（一期工程）、红河天然气支线、芒市天然气支线、瑞丽天然气支线等8项。

新开工祥云天然气支线、弥渡天然气支线、永平天然气支线、禄脿—易门天然气支线、陆良天然气支线、富民天然气支线、滇中天然气支线、玉溪—普洱天然气支线（一期）、泸西—弥勒—开远天然气支线等9项。

（二）2017年工作安排

1. 电源项目

续建金沙江乌东德、白鹤滩水电站，澜沧江里底、苗尾、黄登、乌弄龙、大华桥水电站和橄榄坝航电枢纽等8项。

新开工澜沧江托巴水电站1项，视市场和发展条件建设恩洪煤矸石综合利用电厂、宣威煤矸石热电厂。

2. 电网项目

续建滇西北—广东±800千伏特高压直流工程（云南境内）、永富直流输变电工程、金中送电广西直流输电工程500千伏交流配套工程、500千伏吕合输变电工程、甘顶变二期工程、500千伏马金铺输变电工程、500千伏西双版纳输变电工程、2016年农网改造升级工程、罗平—鲁西换流站通道加强工程、里底电站500/220千伏联变工程、澜沧江上游电站送出工程、220千伏输

变电工程、110千伏输变电工程、农网改造110千伏输变电工程、农网改造35千伏输变电工程、农网改造10千伏输变电工程、农网改造低压线路工程等17项。

新开工500千伏仁和变二期工程、威信输变电工程、永昌输变电工程、中泰电力联网工程、中缅电力联网工程、中老越电力联网工程、向孟加拉国送电工程等7项。

3. 油气项目

续建水富—昭通天然气支线、红河天然气支线、芒市天然气支线、瑞丽天然气支线、祥云天然气支线、禄脿—易门天然气支线、陆良天然气支线、富民天然气支线、滇中天然气支线、玉溪—普洱天然气支线（一期）、泸西—弥勒—开远天然气支线等11项。

新开工南华天然气支线、昭通天然气支线（二期工程）、中缅天然气管道楚攀支线、寻甸—嵩明—空港天然气支线、迪庆天然气支线等5项。

（三）2018年工作安排

1. 电源项目

续建金沙江乌东德、白鹤滩水电站，澜沧江里底、黄登、乌弄龙、大华桥水电站和橄榄坝航电枢纽等7项，视市场和发展条件建设恩洪煤矸石综合利用电厂、宣威煤矸石热电厂。

根据国家能源战略，开工建设澜沧江古水水电站、金沙江旭龙水电站等2项。

2. 电网项目

续建罗平—鲁西换流站通道加强工程、里底水电站500/220千伏联变工程、澜沧江上游电站送出工程、220千伏输变电工程、110千伏输变电工程、农网改造110千伏输变电工程、农网改造35千伏输变电工程、农网改造10千伏输变电工程、农网改造低压线路工程、500千伏仁和变二期工程、威信输变电工程、永昌输变电工程、500千伏西双版纳输变电工程、中泰电力联网工程、中缅电力联网工程、中老越电力联网工程、向孟加拉国送电工程等17项。

新开工500千伏吕合变二期工程、500千伏白邑输变电工程、乌东德水电站送出工程、白鹤滩水电站送出工程、德茂输变电工程等5项。

3. 油气项目

续建富民天然气支线、滇中天然气支线、玉溪—普洱天然气支线（一期）、泸西—弥勒—开远天然气支线、南华天然气支线、昭通天然气支线（二期工程）、中缅天然气管道楚攀支线、寻甸—嵩明—空港天然气支线、迪庆天然气支线等9项。

新开工富民—长水天然气支线、开远—蒙自天然气支线等2项。

（四）2019年工作安排

1. 电源项目

续建金沙江乌东德、白鹤滩、旭龙水电站，澜沧江里底、黄

登、乌弄龙、大华桥、托巴、古水水电站和橄榄坝航电枢纽等10项。

根据国家能源战略，开工建设金沙江奔子栏水电站。

2. 电网项目

续建澜沧江上游电站送出工程、220千伏输变电工程、110千伏输变电工程、农网改造110千伏输变电工程、农网改造35千伏输变电工程、农网改造10千伏输变电工程、农网改造低压线路工程、500千伏白邑输变电工程、威信输变电工程、永昌输变电工程、500千伏吕合变二期工程、乌东德水电站送出工程、白鹤滩水电站送出工程、德茂输变电工程、中泰电力联网工程、中缅电力联网工程、中老越电力联网工程、向孟加拉国送电工程等18项。

新开工500千伏仁和变三期工程、500千伏多乐变二期工程、500千伏富宁二期变电工程等3项。

3. 油气项目

续建泸西—弥勒—开远天然气支线、昭通天然气支线（二期工程）、中缅天然气管道楚攀支线、寻甸—嵩明—空港天然气支线、迪庆天然气支线、富民—长水天然气支线、开远—蒙自天然气支线等7项。

新开工怒江天然气支线1项。

（五）2020年工作安排

1. 电源项目

续建金沙江乌东德、白鹤滩、旭龙、奔子栏水电站，澜沧江黄登、托巴、古水水电站和橄榄坝航电枢纽等8项。

2. 电网项目

续建澜沧江上游电站送出工程、220千伏输变电工程、110千伏输变电工程、农网改造110千伏输变电工程、农网改造35千伏输变电工程、农网改造10千伏输变电工程、农网改造低压线路工程、乌东德水电站送出工程、白鹤滩水电站送出工程、德茂输变电工程、500千伏仁和变三期工程、500千伏多乐变二期工程、500千伏富宁二期变电工程、500千伏白邑输变电工程、中老越电力联网工程、向孟加拉国送电工程等16项。

新开工威信变二期工程、威信电厂二期送出工程、500千伏登高变输变电工程、永昌变二期、500千伏思茅变三期工程、500千伏芒市变输变电工程、腾冲500千伏输变电工程、龙陵500千伏输变电工程等8项。

3. 油气项目

续建迪庆天然气支线、开远—蒙自天然气支线、怒江天然气支线等3项。

新开工玉溪—普洱天然气支线二期（峨山—思茅区）1项。

五、保障措施

（一）加强组织领导，紧抓计划落实

各级政府及其有关部门要充分认识能源保障网建设的重要性，加强组织领导，密切配合、形成合力，协调解决全省能源保

障网规划、建设、运营、管理中的重大问题，理顺和完善管理机制，加快推进重大能源项目建设，确保完成建设目标。

（二）做好规划衔接，加大前期工作力度

加强能源保障网规划与其他行业规划的衔接，建立和完善与其他各类规划的协调机制，强化与省国土资源、水利等部门的沟通，做到能源保障网规划与土地利用、河流综合规划等相匹配，保障项目建设用地。以项目为抓手，加大前期工作经费的投入力度，扎实开展项目前期工作，及时完成项目预可研、可研和土地预审、环评、水保、选址意见、节能等支撑性报件，按照“简政放权、放管结合、优化服务”的原则，简化审批流程、提高审批效率、加快审批速度，确保项目按计划核准和开工建设。

（三）创新投融资模式，保障资金投入

进一步开放能源保障网的投资领域，支持民间和外来资本以多种方式进入和参与能源基础设施建设。积极创新电网投资模式，通过混合所有制方式，引导社会资本参与省内骨干电网和跨区联网工程建设。合理设置准入标准，完善配套政策，推动民间资本参与各类油气项目建设、运营。

（四）强化电力体制改革，优化发展环境

以电力体制改革为核心，加紧昆明电力交易中心筹建工作；以市场化手段组建一批售电公司，完善售电侧改革；进一步研究我省电力调价方案，贯彻落实好我省稳增长政策。通过以市场为主体，政府调控为手段，实现电力体制改革试点出成效，为全体

电力市场参与主体释放改革红利，为能源保障网建设营造良好的发展环境。

（五）加强监督检查，明确责任分工

根据本行动计划，分年度、分部门进行任务分解，落实责任单位。对重点建设项目，由项目所在地的州、市人民政府与能源企业细化目标任务，层层签定责任书，及时解决建设中存在的困难和问题。定期开展专项检查活动，督查项目进度，建立和完善定期评估、考核和报告制度。

附件：云南省能源保障网2016—2020年重点建设项目计划表

附件

云南省能源保障网2016—2020年重点建设项目计划表

单位：万元

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
合计（92项）					44960583	3822498	4315710	4150100	5664630	5698629	23651567		
一	电源（20项）				28405500	2881253	2271520	2101520	3387056	3387156	14028505		
1	金沙江观音岩水电站	装机300万千瓦	2012—2016年	丽江市、四川省攀枝花市	2859100	67351					67351	大唐观音岩水电开发有限公司	
2	金沙江梨园水电站	装机240万千瓦	2013—2016年	丽江市迪庆州	1952100	81902					81902	华电金中公司	
3	澜沧江苗尾水电站	装机140万千瓦	2013—2017年	大理州	1779400	220000	200000				420000	华能澜沧江公司	
4	澜沧江里底水电站	装机42万千瓦	2013—2019年	迪庆州	545600	60000	70000	70000	86400	86400	372800	华能澜沧江公司	
5	澜沧江乌弄龙水电站	装机99万千瓦	2014—2019年	迪庆州	1213200	160000	100000	100000	284400	284400	928800	华能澜沧江公司	
6	澜沧江大华桥水电站	装机92万千瓦	2014—2019年	怒江州	1054700	140000	150000	150000	204900	205000	849900	华能澜沧江公司	
7	澜沧江黄登水电站	装机190万千瓦	2014—2020年	怒江州	2378800	300000	200000	200000	419700	419700	1539400	华能澜沧江公司	
8	金沙江乌东德水电站	装机1020万千瓦，云南侧510万千瓦	2015—2022年	昆明市、四川省凉山州	5020000	200000	600000	600000	724000	724000	2848000	三峡金沙云川水电开发有限公司	
9	风电	新增装机规模310万千瓦	2016—2020年	全省		1300000					1300000		视市场需求，按照国家下达的年度建设规模建设
10	光伏发电	新增装机规模160万千瓦	2016—2020年	全省		200000					200000		

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
11	恩洪煤矸石综合利用电厂	装机30万千瓦	2016—2020年	曲靖市	154000		30800	30800			61600	东源煤电股份有限公司	视市场和发展条件建设
12	宣威煤矸石热电厂	装机60万千瓦	2016—2020年	曲靖市	303600		60720	60720			121440	云南能源集团公司	
13	华坪煤矸石电厂	装机30万千瓦	2016—2020年	丽江市	0						0	云南冶金集团	
14	富源煤矸石电厂	装机30万千瓦	2016—2020年	曲靖市	0						0	大唐国际云南公司	
15	澜沧江橄榄坝航电枢纽	装机19.5万千瓦	2016—2022年	西双版纳州	640000	2000	10000	10000	154500	154500	331000	华能澜沧江公司	
16	金沙江白鹤滩水电站	装机1600万千瓦，云南侧800万千瓦	2016—2024年	昭通市、四川省凉山州	4065000	150000	800000	800000	385833	385833	2521666	三峡金沙云川水电开发有限公司	
17	澜沧江托巴水电站	装机140万千瓦	2017—2022年	迪庆州	1530000		50000	50000	357500	357500	815000	华能澜沧江公司	
18	澜沧江古水水电站	装机180万千瓦	2018—2023年	迪庆州	1790000			10000	354645	354645	719290	华能澜沧江公司	
19	金沙江旭龙水电站	装机222万千瓦，云南侧111万千瓦	2018—2025年	迪庆州	1570000			20000	221428	221428	462856	国电云南电力有限公司	视前期工作情况，根据国家要求建设
20	金沙江奔子栏水电站	装机188万千瓦，云南侧94万千瓦	2019—2026年	迪庆州	1550000				193750	193750	387500	国电云南电力有限公司	
二	**电网（46项）**				15726040	811152	1833807	1897520	2190178	2264634	8997291		
1	云南金沙江中游电站直流输电工程（云南境内）	换流容量320万千瓦；云南境内线路长570千米	2013—2016年	丽江市 大理州 楚雄州 昆明市 红河州 文山州	396000	37249					37249	南方电网有限责任公司	

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
2	500千伏铜都输变电工程（开关站）	新建500千伏铜都开关站，仁和—铜都—多乐线路，线路长594千米	2013—2016年	昆明市	175528	18772					18772	南方电网有限责任公司	
3	云南电网与南网主网背靠背直流异步联网工程	新建背靠背直流换流站1座，换流容量约200万千瓦，新建500千伏交流线路约40千米	2014—2016年	曲靖市	356000	51899					51899	南方电网有限责任公司	
4	罗平背靠背直流工程交流配套	线路长40千米	2015—2016年	曲靖市	9200	4600					4600	南方电网有限责任公司	
5	滇南外送通道二回工程	线路长158千米	2015—2016年	文山州	44000	22000					22000	南方电网有限责任公司	
6	2015年新增农网改造升级工程	线路改造、新建变压器及1户1表改造	2015—2016年	云南省	333973	121989					121989	南方电网有限责任公司、保山电力股份有限公司	
7	滇西北—广东±800千伏特高压直流工程（云南境内）	568千米线路，换流容量500万千瓦	2015—2017年	大理州 楚雄州 文山州 曲靖市	850000	300000	212500	212500			725000	南方电网有限责任公司	
8	永富直流输变电工程	含：永仁—富宁±500千伏直流输变电工程、永仁换500千伏交流配套、富宁换500千伏交流配套，变电容量150万千伏安	2015—2017年	丽江市 文山州	701639	60111	233900				294011	南方电网有限责任公司	
9	金中送电广西直流输电工程500千伏交流配套工程	含：梨园至金官换流站、金官换流站π接阿太双回，线路长248千米	2015—2017年	丽江市	48170		16100				16100	南方电网有限责任公司	

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
10	500千伏吕合输变电工程	含：吕合变工程、吕合π接大和双回线路,变电容量75万千伏安,线路长7千米	2016—2017年	楚雄州	28528		14270				14270	南方电网有限责任公司	视市场和发展条件推进建设
11	甘顶变二期工程	变电容量75万千伏安	2016—2017年	昭通市	6000	3000	3000				6000	南方电网有限责任公司	
12	500千伏马金铺输变电工程	含：马金铺变电站、马金铺π接宝七双回线路,变电容量150万千伏安，线路长18千米	2016—2017年	昆明市	35440	17720	17720				35440	南方电网有限责任公司	
13	2016年农网改造升级工程	线路改造、新建变压器及1户1表改造	2016—2017年	云南省	328289		150000				150000	南方电网有限责任公司、保山电力股份有限公司	
14	罗平—鲁西换流站通道加强工程	含：罗平—鲁西换流站一回500千伏线路长18千米	2016—2018年	罗平县	35000	375	1875	1500			3750	南方电网有限责任公司	
15	里底水电站500/220千伏联变工程	含：里底水电站送出工程，新建220千伏联电，新建双回220千伏联络线	2016—2018年	迪庆州	4500	450	2250	1800			4500	南方电网有限责任公司	
16	澜沧江上游电站送出工程	含：苗尾电站—大华侨单回线路、大华侨电站—黄坪双回线路、黄登—新松换流站双回线路、乌弄龙—里底线路、里底—托巴单回线路、乌弄龙—托巴单回线路、托巴—新松换流站线路，线路长1007千米	2016—2020年	怒江州 迪庆州 大理州	340258	12719	108850	48850	48850	48850	268119	南方电网有限责任公司	

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
17	220千伏输变电工程	新建220千伏变电站41座，改扩建20座，新增220千伏变电容量1410万千伏安，新建220千伏线路3944千米。至2020年底，云南共有220千伏变电站180座，开关站1座，主变容量6120万千伏安，线路长21021千米	2016—2020年	云南省	1252845	152199	252835	256600	295605	295605	1252844	南方电网有限责任公司	
18	110千伏输变电工程	新建110千伏变电站151座，容量1068.1万千伏安，扩建110千伏变电站77座，容量288.5万千伏安。到2020年，共有110千伏变电站616座，总容量4844.94万千伏安	2016—2020年	云南省	1008915		201800	201783	201777	201778	807138	南方电网有限责任公司	
19	农网改造110千伏输变电工程	新建及改造110千伏变电站221座，线路长4083千米	2016—2020年	云南省	957000		191400	191400	191400	191400	765600	南方电网有限责任公司	
20	农网改造35千伏输变电工程	新建及改造35千伏变电站451座，线路长4886千米	2016-2020年	云南省	519000		103800	103800	103800	103800	415200	南方电网有限责任公司、保山电力股份有限公司	
21	农网改造10千伏输变电工程	新建及改造10千伏线路33857千米	2016—2020年	云南省	827000		165400	165400	165400	165400	661600	南方电网有限责任公司、保山电力股份有限公司	
22	农网改造低压线路	新建及改造低压线路35176千米	2016—2020年	云南省	505000		101000	101000	101000	101000	404000	南方电网有限责任公司、保山电力股份有限公司	

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
23	500千伏仁和变二期工程	变电容量75万千伏安	2017—2018年	楚雄州	6000		3000	3000			6000	南方电网有限责任公司	
24	500千伏白邑输变电工程	含：白邑变电站 白邑π接厂龙双线、龙海至七甸单回线路,变电容量200万千伏安,线路长109千米	2018—2020年	昆明市	56370			18790	18790	18790	56370	南方电网有限责任公司	
25	威信输变电工程	含：威信变工程 威信π接威镇线，变电容量150万千伏安，线路长30千米	2017—2019年	昭通市	35950		11990	11983	11977		35950	南方电网有限责任公司	
26	永昌输变电工程	含:永昌变工程、永昌—大理线路，变电容量75万千伏安，线路长302千米	2017—2019年	保山市	102055		34050	34018	27246		95314	南方电网有限责任公司	
27	500千伏西双版纳输变电工程	含:西双版纳变工程 西双版纳π接景思线单回，变电容量75万千伏安，线路长22千米	2016—2018年	西双版纳州	24200	8070	8067	8063			24200	南方电网有限责任公司	
28	中老泰电力联网工程	500千伏交流输变电，线路长370千米	2017—2019年	云南、老挝、泰国	213700							待定	
29	中缅电力联网工程	500千伏直流输变电，线路长1030千米	2017—2019年	云南、缅甸	673200							待定	
30	中老越电力联网工程	500千伏交流输变电，线路长1595千米	2017—2020年	云南、老挝、越南	821100							待定	
31	向孟加拉国送电工程	500千伏直流输变电，线路长1510千米	2017—2020年	云南、缅甸、孟加拉国	2158100							待定	
32	500千伏吕合变二期工程	变电容量75万千伏安	2018—2019年	楚雄州	6000			3000	3000		6000	南方电网有限责任公司	

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
33	乌东德水电站送出工程	含：乌东德—龙海双回、乌东德—白邑单回线路、乌东德—马金铺双回线路，线路长880千米	2018—2020年	昆明市	220000			73333	73333	73333	219999	南方电网有限责任公司	
34	白鹤滩水电站送出工程	含：换流站、云南—江西直流线路工程，线路长2000千米	2018—2020年	昆明市	2300000			460000	920000	920000	2300000	待定	
35	德茂输变电工程	含:德茂变工程、德茂—金官换流站线路，变电容量150万千伏安，线路长159千米	2018—2020年	丽江市	70700			700	20000	50000	70700	南方电网有限责任公司	
36	500千伏仁和变三期工程	变电容量75万千伏安	2019—2020年	楚雄州	6000				3000	3000	6000	南方电网有限责任公司	
37	500千伏多乐变二期工程	变电容量75万千伏安	2019—2020年	曲靖市	6000				3000	3000	6000	南方电网有限责任公司	
38	500千伏富宁二期变电工程	变电容量75万千伏安	2019—2020年	文山州	6000				2000	4000	6000	南方电网有限责任公司	
39	威信变二期工程	威信变电站扩容	2020—2021年	威信县	6000					4200	4200	南方电网有限责任公司	根据项目推进情况适时开展有关工作
40	威信电厂二期送出工程	威信电厂新增送出通道	2020—2021年	威信县	11040					7728	7728	南方电网有限责任公司	根据项目推进情况适时开展有关工作

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
41	500千伏登高变输变电工程	含：登高变、登高—通宝线路、登高—砚山线路	2020—2021年	文山州	61370					42959	42959	南方电网有限责任公司	
42	永昌变二期	保山永昌变电站扩容	2020—2021年	保山市	6000					4200	4200	南方电网有限责任公司	根据项目推进情况适时开展有关工作
43	500千伏思茅变三期工程	思茅变电站扩容	2020—2021年	普洱市	6000					4200	4200	南方电网有限责任公司	根据项目推进情况适时开展相关工作
44	500千伏芒市变输变电工程	新建芒市输变电工程	2020—2021年	德宏州	37970					11391	11391	南方电网有限责任公司	根据项目推进情况适时开展有关工作
45	腾冲500千伏输变电工程	含：腾冲变工程，变电容量75万千伏安；腾冲—永昌线路，长度160千米	2020—2022年	保山市	62000					2000	2000	南方电网有限责任公司	
46	龙陵500千伏输变电工程	含：龙陵变工程，变电容量75万千伏安；龙陵—永昌线路，长度67千米；龙陵—德宏线路，长度110千米	2020—2022年	保山市	68000					8000	8000	南方电网有限责任公司	
三	**油气（26项）**				829043	130093	210383	151060	87396	46839	625771		
1	水富—昭通支线	管线长260.5千米，年设计输气量4.97亿立方米/年	2014—2017年	水富县 盐津县 彝良县 昭阳区 鲁甸县	112239	2000	28060				30060	云南中石油昆仑燃气有限公司	
2	腾冲天然气支线管道	管线长60千米，年设计输气量1.5亿立方米/年	2015—2016年	保山市	19750	9750					9750	云南中石油昆仑燃气有限公司	

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
3	施甸天然气支线管道	管线长2千米，年设计输气量1亿立方米/年	2015—2016年	保山市	2819	1000					1000	云南中石油昆仑燃气有限公司	
4	龙陵天然气支线管道	管线长4.2千米，年设计输气量1.7亿立方米/年	2015—2016年	保山市	3500	1500					1500	云南中石油昆仑燃气有限公司	
5	昭通天然气支线管道（一期工程）	管线长100千米，年设计输气量3.92亿立方米/年	2015—2016年	曲靖市 昭通市	42198	40000	2198				42198	云南能投天然气产业发展有限公司	
6	红河天然气支线管道	管线长200千米，年设计输气量4.9亿立方米/年	2015—2017年	玉溪市 红河州	77950	25000	44395				69395	云南中石油昆仑燃气有限公司	
7	芒市支线	管线长8.5千米，年设计输气量2亿立方米/年	2015—2017年	芒市	5480	1000	1740				2740	云南中石油昆仑燃气有限公司	前期工作
8	瑞丽支线	管线长13.4千米，年设计输气量1.6亿立方米/年	2015—2017年	瑞丽市	1440	200	3000				3200	云南中石油昆仑燃气有限公司	
9	祥云天然气支线管道	管线长17千米，年设计输气量1亿立方米/年	2016—2016年	大理州	4414	4414					4414	云南中石油昆仑燃气有限公司	
10	弥渡支线	管线长15.5千米，年设计输气量0.3亿立方米/年	2016—2016年	弥渡县	4600	4600					4600	弥渡恒泰燃气有限公司	
11	永平支线	管线长12千米，年设计输气量0.43亿立方米/年	2016—2016年	永平县	3100	3100					3100	云南中石油昆仑燃气有限公司	视市场和发展条件推进
12	禄脿—易门支线	管线长23.26千米，年设计输气量2.8亿立方米/年	2016—2017年	安宁市 易门县	10079	2079	8000				10079	云南能投天然气产业发展有限公司	视市场和发展条件推进建设
13	陆良支线	管线长118千米，年设计输气量6.7亿立方米/年	2016—2017年	曲靖经济技术开发区、麒麟区、马龙县、陆良县	39700	21200	18500				39700	云南能投天然气产业发展有限公司	视市场和发展条件推进建设

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
14	富民天然气支线管道	管线长52千米，年设计输气量4亿立方米/年	2016—2018年	昆明市	20000	5000	5000	10000			20000	云南中石油昆仑燃气有限公司	
15	滇中支线	管线长26千米，年设计输气量10亿立方米/年	2016—2018年	安宁市 易门县	12250	250	6000	6000			12250	云南中石油昆仑燃气有限公司	
16	玉溪—普洱支线（一期）	管线长82.11千米，年设计输气量4.19亿立方米/年	2016—2018年	红塔区 峨山县	37900	5000	15000	17900			37900	云南能投天然气产业发展有限公司	
17	泸西—弥勒—开远支线	管线长148千米，年设计输气量5.1亿立方米/年	2016—2019年	陆良县 泸西县 弥勒市	59300	4000	19800	19753	15747		59300	云南能投天然气产业发展有限公司	视市场和发展条件推进建设
18	南华支线	管线长9千米，年设计输气量0.38亿立方米/年	2017—2018年	南华县	6000		2000	4000			6000	云南中石油昆仑燃气有限公司	
19	昭通天然气支线管道（二期工程）	管线全长70千米，年设计输气量3.92亿立方米/年	2017—2019年	曲靖市 昭通市	38960		19000	19000	960		38960	云南能投天然气产业发展有限公司	
20	中缅天然气管道楚攀支线	管线长170千米，年设计输气量25亿立方米/年	2017—2019年	牟定县 元谋县 永仁县	134218		20000	44740	44739		109479	云南中石油昆仑燃气有限公司	
21	寻甸—嵩明—空港支线	管线长48千米，年设计输气量3.5亿立方米/年	2017—2019年	寻甸县、嵩明县、空港经济技术开发区	25000		11690	11667	1643		25000	云南能投天然气产业发展有限公司	
22	迪庆支线	管线长158千米，年设计输气量0.65亿立方米/年	2017—2020年	丽江市 香格里拉市	26139		6000	6000	6000	9139	27139	云南藏燃能源开发有限公司	前期工作
23	富民—长水支线	管线长77千米，年设计输气量2.4亿立方米/年	2018—2019年	富民县、空港经济技术开发区	8307			2000	6307		8307	云南能投天然气产业发展有限公司	

序号	项目名称	项目建设内容及规模	建设年限	建设地点	项目总投资	2016年投资	2017年投资	2018年投资	2019年投资	2020年投资	2016—2020年合计投资	建设单位	备注
24	开远—蒙自支线	管线长120千米，年设计输气量4.1亿立方米/年	2018—2020年	开远市 蒙自市	35700			10000	10000	15700	35700	云南能投天然气产业发展有限公司	视市场和发展条件推进建设
25	怒江支线	管线长120千米，年设计输气量暂缺	2019—2022年	施甸县 隆阳区 泸水市	18000				2000	2000	4000	怒江州红日天然气有限公司	前期工作
26	玉溪—普洱支线二期（峨山—思茅）	管线长225千米，年设计输气量4.54亿立方米/年	2020—2022年	峨山县 元江县 墨江县 宁洱县 思茅区	80000					20000	20000	云南能投天然气产业发展有限公司	视市场和发展条件推进建设

抄送：省委各部委，省人大常委会办公厅，省政协办公厅，省法院，省检察院，云南省军区。

滇中新区管委会。

云南省人民政府办公厅　　2016年10月20日印发

